Office national de l'énergie

National Energy Board

Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada

juin 2004

Canada

105-03846/

Office national de l'énergie

National Energy Board

Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada

juin 2004

Canada

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-114/2004F
ISBN 0-662-76331-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-114/2004E
ISBN 0-662-36554-2

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des tableaux et des figures iii

Liste des sigles et abréviations iv

Unités d'énergie vi

Avant-propos vii

Résumé viii

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Présentation générale de la fiabilité du service d'électricité 3

2.1 Qu'entend-on par « fiabilité du service d'électricité »? 3
2.2 Comment mesure-t-on la fiabilité? 4
2.3 Comment peut-on accroître la fiabilité? 5
2.3.1 Investissements 5
2.3.2 Technologie 6
2.3.3 Activités commerciales interrégionales 7
2.3.4 Gestion de la consommation et intervention en matière de puissance 8
2.4 À qui incombe la responsabilité d'assurer la fiabilité du service d'électricité? 10
2.4.1 Industrie de l'électricité 10
2.4.2 Provinces et territoires 12
2.4.3 Gouvernement fédéral 13
2.5 Normes de fiabilité obligatoires 13
2.6 Résumé 15

Chapitre 3 : Cadres de gestion provinciaux 16

3.1 Colombie-Britannique 16
3.1.1 Cadre de gestion de la fiabilité 17
3.1.2 Enjeux 19
3.1.3 Résumé 21
3.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut 21
3.2.1 Yukon 22
3.2.2 Territoires du Nord-Ouest 22
3.2.3 Nunavut 23
3.2.4 Résumé 23

3.3 Alberta 23
3.3.1 Cadre de gestion de la fiabilité 24
3.3.2 Enjeux 27
3.3.3 Résumé 28
3.4 Saskatchewan 28
3.4.1 Cadre de gestion de la fiabilité 29
3.4.2 Enjeux 30
3.4.3 Résumé 31
3.5 Manitoba 31
3.5.1 Cadre de gestion de la fiabilité 32
3.5.2 Enjeux 33
3.5.3 Résumé 34
3.6 Ontario 34
3.6.1 Cadre de gestion de la fiabilité 35
3.6.2 Enjeux 38
3.6.3 Résumé 40
3.7 Québec 41
3.7.1 Cadre de gestion de la fiabilité 42
3.7.2 Enjeux 43
3.7.3 Résumé 44
3. 8 Nouveau-Brunswick 44
3.8.1 Cadre de gestion de la fiabilité 46
3.8.2 Enjeux 46
3.8.3 Résumé 47
3.9 Île-du-Prince-Édouard 48
3.9.1 Cadre de gestion de la fiabilité 48
3.9.2 Enjeux 48
3.9.3 Résumé 49
3.10 Nouvelle-Écosse 49
3.10.1 Cadre de gestion de la fiabilité 50
3.10.2 Enjeux 51
3.10.3 Résumé 52
3.11 Terre-Neuve et Labrador 52
3.11.1 Cadre de gestion de la fiabilité 53
3.11.2 Enjeux 54
3.11.3 Résumé 54

Chapitre 4 : Récapitulation 55

Annexe 1 : Surveillance de la fiabilité du service d'électricité à l'échelle régionale 57

Annexe 2 : Glossaire 58

TABLEAUX

2.1	Indicateurs de rendement des réseaux de distribution	4
3.1	Capacité de transfert des interconnexions du Québec (en MW)	41
3.2	Capacité de transfert des interconnexions du Nouveau-Brunswick (en MW)	45

FIGURES

2.1	Coût de la fiabilité	6
2.2	Incidence de la réduction de la demande d'électricité pendant les périodes de pointe	9
2.3	Service d'électricité dégroupé	10
2.4	Régions du NERC	12
3.1	Réseau de transport d'électricité de la Colombie-Britannique	16
3.2	Cadre de gestion de la fiabilité en Colombie-Britannique	17
3.3	Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut	21
3.4	Réseau de transport d'électricité de l'Alberta	24
3.5	Cadre de gestion de la fiabilité en Alberta	25
3.6	Réseau de transport d'électricité de la Saskatchewan	29
3.7	Réseau de transport d'électricité du Manitoba	31
3.8	Réseau de transport d'électricité de l'Ontario	34
3.9	Cadre de gestion de la fiabilité en Ontario	36
3.10	Réseau de transport d'électricité du Québec	41
3.11	Réseau de transport d'électricité du Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard	45
3.12	Réseau de transport d'électricité de la Nouvelle-Écosse	49
3.13	Réseaux de transport d'électricité de Terre-Neuve et Labrador	52

Sigles et abréviations

ACÉ	Association canadienne de l'électricité
AESO	Alberta Electric System Operator
AF	autorité de fiabilité
BCTC	British Columbia Transmission Corporation
BCUC	British Columbia Utilities Commission
CA	courant alternatif
CAIDI	customer average interruption duration index
CC	courant continu
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
CTD	capacité de transfert disponible
ECAR	East Central Area Reliability Coordination Agreement
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (É.-U.)
FRCC	Florida Reliability Coordinating Council
GC	gestion de la consommation
GÉACÉ	Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité
HQ	Hydro-Québec
Î.-P.-É.	Île-du-Prince-Édouard
IF	indice de fiabilité
IP	intervention en matière de puissance

LIT	ligne internationale de transport d'électricité
MAAC	Mid-Atlantic Area Council
MAIN	Mid-Area Interconnected Network, Inc.
MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
MISO	Midwest Independent Transmission System Operator, Inc.
NERC	North American Electric Reliability Council
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NSPI	Nova Scotia Power Incorporated
OFSÉ	Organisation de fiabilité du service d'électricité
ONÉ	Office national de l'énergie
OTR	organisation de transport régionale
SAIDI	system average interruption duration index
SAIFI	system average interruption frequency index
SDL	société de distribution locale
SERC	Southeastern Electric Reliability Council
SIGMÉ	Société indépendante de gestion de l'électricité (Ontario)
SPP	Southwest Power Pool Inc.
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest
TAORT	tarif d'accès ouvert au réseau de transport
UARB	Nova Scotia Utility and Review Board
WECC	Western Electricity Coordinating Council

Unités d'énergie

Préfixe		*Équivalent*
k	kilo	10^3
M	méga	10^6
G	giga	10^9
T	téra	10^{12}
P	péta	10^{15}
E	exa	10^{18}

Unités de puissance

kW	kilowatt	= 10^3 watts
MW	mégawatt	= 10^6 watts
GW	gigawatt	= 10^9 watts
TW	térawatt	= 10^{12} watts

Unités d'énergie électrique

		Contenu en énergie
kWh	kilowattheure	3,6 MJ
MWh	mégawattheure	3,6 GJ
GWh	gigawattheure	3,6 TJ
TWh	térawattheure	3,6 PJ

Remarque : Un kilowattheure correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour tenir dix ampoules électriques de 100 watts allumées durant une heure.

Conversion du système métrique au système impérial

1,0546 GJ	= 1 million d'unités thermiques britanniques (Btu)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ) a produit le présent rapport, intitulé *Aperçu des cadres de gestion de la fiabilité du service d'électricité au Canada* (l'Aperçu), dans le cadre de son mandat de réglementation, dont un des éléments est la surveillance des marchés énergétiques canadiens. L'ONÉ a déjà publié deux Évaluations du marché de l'énergie sur l'électricité intitulées *Le secteur de l'électricité au Canada : Tendances et enjeux* (mai 2001) et *Le secteur de l'électricité au Canada : Exportations et importations* (janvier 2003). Ces rapports ont pour but de sensibiliser le public canadien aux faits nouveaux qui marquent l'évolution du secteur de l'électricité au Canada.

Deux raisons principales ont incité l'ONÉ à publier l'Aperçu : d'une part, les enjeux que l'assurance de la fiabilité continue de susciter dans le contexte de la restructuration des marchés de l'électricité et, d'autre part, la panne de courant du 14 août 2003, qui a soulevé de l'inquiétude quant à la fiabilité du réseau interconnecté de transport de l'électricité en Amérique du Nord. L'Aperçu vise à décrire succinctement l'ensemble des cadres de fiabilité du service d'électricité au Canada, et non pas à évaluer la fiabilité du service d'électricité, en termes absolus ou comparatifs, de quelque province ou territoire que ce soit, ou à porter de jugements sur la question. Le lecteur trouvera dans ce rapport des renseignements de base, dans le contexte de chaque région, qui faciliteront les discussions sur le *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada : Causes et recommandations*, publié par le Groupe de travail Canada–États-Unis sur la panne de courant.

L'Aperçu est fondé dans une grande mesure sur des renseignements recueillis auprès de représentants des groupes intéressés, soit les entreprises du secteur de l'électricité au Canada, les consommateurs, les gouvernements provinciaux, les organismes de réglementation et les associations de défense de l'intérêt public. L'ONÉ est reconnaissant des renseignements et commentaires que les participants lui ont communiqués.

RÉSUMÉ

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ) a produit l'Aperçu dans le cadre de son mandat de réglementation, dont un des aspects est la surveillance des marchés énergétiques au Canada. Deux faits importants ont mené à la publication de ce rapport : la restructuration des marchés de l'électricité en Amérique du Nord et la panne de courant du 14 août 2003, dont les répercussions se sont fait sentir sur la majorité du territoire ontarien, un petit nombre d'installations de production au Québec et une grande partie du Midwest et du Nord-Est des États-Unis.

Avant de parvenir au consommateur, l'électricité chemine par un ensemble complexe de lignes de transport de haute tension interconnectées et d'installations de production qui constituent le réseau de production-transport. Il faut que ce réseau soit l'objet d'une régulation et d'une surveillance rigoureuses pour assurer sa fiabilité. Pour le consommateur, le service est fiable s'il n'est pas interrompu et si l'électricité est de qualité acceptable. Du point de vue de l'approvisionnement, les principaux aspects de la fiabilité sont, d'une part, l'adéquation planifiée de l'infrastructure de production et de transport et, d'autre part, la fiabilité de l'exploitation, laquelle dépend des activités essentielles que les exploitants de réseaux exercent pour surveiller les conditions de fonctionnement de leurs réseaux et des réseaux adjacents, ainsi que réagir aux changements à mesure qu'ils surviennent.

Le secteur de l'énergie électrique a mis au point différentes méthodes pour mesurer le rendement en matière de fiabilité. Les plus courantes visent à établir la fréquence et la durée des pannes. Bien qu'une défaillance du réseau de production-transport puisse provoquer une panne à l'occasion, la plupart des interruptions que subissent les consommateurs ont lieu sur les réseaux de distribution. Il n'en demeure pas moins que les défaillances du réseau de production-transport, lorsqu'elles se produisent, peuvent avoir un impact considérable, voire généralisé, et coûteux tant sur le plan économique que social. Du point de vue économique, les coûts peuvent inclure les pertes financières découlant d'interruptions de production industrielle, les dommages subis par l'équipement ainsi que la détérioration de matières premières et d'aliments. Sur le plan social, les coûts comprennent par exemple les inconvénients causés par l'arrêt des services de transport en commun, le manque de confort dans les bâtiments non chauffés et les blessures corporelles. Ainsi, en Ontario, l'expédition de produits de manufacture a baissé de 2,3 milliards de dollars lors de la panne du 14 août 2003[1].

La technologie et les investissements d'infrastructure peuvent améliorer la fiabilité, mais il faut comparer les coûts aux gains de fiabilité éventuels pour déterminer si les investissements en valent la peine. Une autre façon de rehausser la fiabilité est de renforcer les interconnexions avec les réseaux voisins. Ces interconnexions deviennent également d'importants véhicules de commerce interprovincial et international. Autant les interconnexions peuvent être avantageuses du point de vue de la fiabilité et du commerce, autant elles ont permis à des perturbations majeures de se propager

1 *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada : Causes et recommandations*, Groupe de travail Canada–États-Unis sur la panne de courant, avril 2004, p. 1. On peut consulter le rapport dans le site Web de l'ONÉ à www.neb-one.gc.ca sous *Panne d'électricité au Canada et aux É.-U.*

« en cascade » d'un territoire à l'autre. Bien que l'on se soit beaucoup préoccupé de la fiabilité du côté de l'approvisionnement, on s'intéresse de plus en plus aux améliorations qui pourraient être apportées au niveau de la fiabilité par l'élaboration de programmes d'intervention du côté de la demande.

La surveillance réglementaire du secteur de l'électricité incombe en grande partie aux gouvernements provinciaux et à leurs organismes de réglementation respectifs. Pour sa part, le gouvernement fédéral se penche sur les questions de fiabilité lorsqu'il élabore des politiques et règlements sur l'électricité dans le contexte du commerce interprovincial ou international. Par le passé, les services publics d'électricité ont eu pour mandat d'assurer la livraison fiable d'électricité au coût le plus bas possible. Pour les réseaux de production-transport, cela signifie qu'ils doivent d'abord prévoir une infrastructure d'approvisionnement adéquate, tant du côté de la production que de celui du transport, et ensuite assurer la fiabilité de l'exploitation du réseau. La coordination de ces aspects s'effectue par des entreprises intégrées verticalement ou, si les fonctions sont dégroupées, les activités des participants au marché sont coordonnées par un exploitant indépendant de réseau.

En ce qui concerne les réseaux de production-transport interconnectés, ce sont le North American Electric Reliability Council (NERC) et ses conseils régionaux, dont la plupart des services publics d'électricité et exploitants de réseaux canadiens sont membres, qui ont été les principales organisations responsables de l'établissement des normes de fiabilité et des politiques d'exploitation. L'adhésion au NERC est volontaire, tandis que l'ensemble des intervenants de l'industrie veille à ce que chaque groupe se conforme aux normes et politiques.

Les enjeux que suscite le dégroupement des activités de production, de transport et de distribution dans les marchés restructurés ont incité divers intervenants à demander que des normes de fiabilité soient consacrées par la loi et qu'il y ait des conséquences pour les participants dont les activités n'y répondent pas. Aux États-Unis, un projet de loi sur l'énergie prévoit la création d'une organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSE), entité indépendante qui serait assujettie en territoire américain à la surveillance réglementaire de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). On ignore actuellement si le NERC (sous une autre forme) ou un autre organisme constituera l'OFSE. Entre-temps, le NERC a résolu de collaborer étroitement avec la FERC et les autres organismes de réglementation fédéraux, d'État et provinciaux pertinents aux États-Unis, au Canada et au Mexique en vue d'assurer le respect de l'intérêt public en ce qui a trait à la conformité aux normes de fiabilité[2]. La première recommandation formulée dans le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 appuie l'adoption de normes obligatoires exécutoires[3].

L'Aperçu présente une description du cadre de gestion de la fiabilité, et des enjeux afférents à la fiabilité, par province et territoire. En règle générale, les régimes de surveillance et leur portée varient. En certains endroits, l'industrie est tenue par la loi de fournir un service d'électricité fiable, et son rendement insatisfaisant à cet égard peut lui valoir des amendes (en Ontario et au Québec). Ailleurs, les services publics doivent faire rapport régulièrement de leurs résultats en matière de fiabilité. À l'échelon fédéral, l'ONÉ tient compte des questions de fiabilité lorsqu'il examine les demandes de construction et d'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité. Il exige que le demandeur présente des renseignements sur les répercussions de la ligne de transport sur les réseaux des autres provinces, c'est-à-dire les provinces autres que celles dont la ligne emprunterait le territoire. Il en va de manière semblable pour l'autorisation d'exportations d'électricité.

2 Selon une déclaration du Conseil d'administration du NERC le 10 février 2004.

3 *Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada : Causes et recommandations*, p. 13, 158.

À l'heure de la restructuration des marchés, la fonction de planification centralisée qui relevait auparavant d'une entreprise de service public verticalement intégrée est remplacée par d'autres mécanismes de partage des responsabilités entre diverses entités. Les provinces de l'Ontario et de l'Alberta ont en grande partie restructuré leur secteur de l'électricité; la Colombie-Britannique a récemment entrepris de réformer le sien davantage tandis que le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse ont aussi annoncé des changements imminents. Dans plusieurs provinces (en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick), le public se préoccupe de l'adéquation des installations de production, ce qui a suscité des propositions visant à augmenter la capacité de production et à aménager de nouvelles interconnexions. En Ontario et en Alberta, la construction de nouvelles installations de transport provoque également des interrogations.

Les points récapitulatifs sont les suivants :

Les cadres de gestion de la fiabilité évoluent différemment les uns des autres.

En ce qui a trait aux attributions des gouvernements provinciaux, des organismes de réglementation et des participants au marché, les cadres de gestion de la fiabilité varient d'une province à l'autre en termes de régime et de portée de la surveillance. Au fur et à mesure que les marchés se développent une fois restructurés, et que les politiques provinciales sont modifiées, les mesures prises pour maintenir la fiabilité ont tendance à évoluer elles aussi. Les provinces renforcent leurs méthodes d'assurance de la fiabilité sous forme de dispositions législatives qui obligent les services publics à fournir de l'électricité sur laquelle le consommateur peut compter.

La restructuration est à l'origine de possibilités, mais aussi de contraintes, pour le maintien de la fiabilité.

Dans un marché restructuré, plusieurs aspects de la gestion et de la surveillance de la fiabilité deviennent plus complexes, car le nombre de participants croît et les responsabilités quant à la fiabilité sont partagées par plusieurs entités. À ce jour, la réalisation de la restructuration a à la fois facilité et entravé la fiabilité. Les événements qui ont accompagné la restructuration ont été le moteur des efforts visant l'établissement de normes de fiabilité obligatoires, qui feraient l'objet d'une surveillance et que l'on ferait observer dans le cadre d'un programme de conformité prévoyant des amendes.

Les attentes en matière de fiabilité sont variables.

Une enquête menée par l'Association canadienne de l'électricité révèle que les réseaux de distribution du Canada étaient disponibles à 99,95 % durant la période quinquennale 1998-2002[4]. Les attentes à propos de ce que constitue un degré de fiabilité acceptable, et des coûts correspondants, varient toutefois selon les secteurs de consommation et les régions. Par exemple, en ce qui concerne les consommateurs industriels, ainsi qu'un nombre croissant de clients des secteurs commercial et résidentiel, un bon rendement en matière de fiabilité se mesure par la continuité du service et le réglage adéquat de la tension. L'enjeu, pour l'industrie, les gouvernements et les organismes de réglementation, est d'établir le degré optimal de fiabilité compte tenu d'exigences diverses.

Le rendement en matière de fiabilité est mesurable.

L'industrie a mis au point plusieurs mesures du rendement en matière de fiabilité, dont la plus courante porte sur la durée et la fréquence des interruptions de service. De telles mesures permettent de circonscrire des problèmes particuliers à l'intérieur d'un réseau électrique et d'établir des

4 Compte non tenu de la tempête de pluie verglaçante survenue en 1998 au Québec et en Ontario qui a réduit la disponibilité à 99,65 %.

comparaisons entre les réseaux. Les gouvernements et les organismes de réglementation ont généralement accès aux données sur la fiabilité des services publics, mais les données communiquées au public varient d'une province à l'autre. Même si certaines de ces données sont de nature délicate, sur le plan commercial ou autre, le public souhaite une plus grande transparence et un accès plus ouvert à ces renseignements. Le Groupe de travail Canada–États-Unis sur la panne de courant recommande d'ailleurs l'établissement d'une source indépendante de renseignements sur le rendement en matière de fiabilité.

La fiabilité a un coût.

Les investissements dans l'infrastructure et la technologie peuvent contribuer à rehausser la fiabilité. La prévention des pannes et les projets qui permettront de les circonscrire ou de rétablir le service sont autant de domaines dans lesquels il est possible d'engager des dépenses. Afin d'optimiser la rentabilité de ces investissements, les planificateurs doivent en analyser les avantages en regard des coûts afin d'assurer qu'ils soient justifiés sur le plan financier, du bien public et de l'environnement. Le défi qui se pose pour les services publics et autres planificateurs est d'offrir un degré de fiabilité acceptable tout en maintenant des tarifs raisonnables.

Les interconnexions contribuent à rehausser la fiabilité.

Dans des conditions d'exploitation normales, les interconnexions de réseaux électriques contribuent à rehausser leur fiabilité et procurent des avantages commerciaux. Toutefois, une perturbation qui survient sur un réseau, lorsqu'elle est suffisamment grave, peut entraîner des conséquences pour les réseaux adjacents et donc exposer un réseau local aux faiblesses du réseau régional auquel il est lié. Tous s'entendent pour dire que les avantages l'emportent sur les risques éventuels, et la tendance dans l'industrie favorise une plus grande interconnexion du réseau global.

La gestion de la consommation peut améliorer la fiabilité.

Les comportements et les actions des consommateurs, qui réduisent leur consommation globale d'électricité (gestion de la consommation) et reportent leur consommation à des périodes creuses (intervention en matière de puissance), peuvent contribuer à rehausser la fiabilité. Afin d'améliorer les programmes de gestion de la demande, il y a lieu de mettre au point des incitatifs appropriés qui susciteront une réaction efficace des consommateurs.

INTRODUCTION

Le présent rapport traite de la nécessité d'assurer la fiabilité du service d'électricité au Canada et, plus précisément, du rôle et des responsabilités de l'industrie de l'électricité, des gouvernements et des organismes de réglementation concernés pour l'assurer. Par fiabilité du service d'électricité, on entend la continuité du service et une puissance de qualité acceptable. La fiabilité exige coordination et contrôle du réseau électrique depuis la production jusqu'au transport et à la distribution.

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ) a produit ce rapport dans le cadre de son mandat, dont un des éléments consiste à surveiller les faits nouveaux sur les marchés de l'énergie et à en faire rapport. Deux événements importants sont à l'origine du rapport : la restructuration des marchés de l'électricité qui se poursuit en Amérique du Nord et la panne d'électricité du 14 août 2003, qui a frappé le Midwest et le Nord-Est des États-Unis ainsi que presque tout l'Ontario, soit une région qui compte quelque 50 millions d'habitants.

La restructuration a trait au dégroupement, ou séparation, des fonctions de production, de transport et de distribution. Jusqu'au début des années 90, ces fonctions étaient principalement assurées par des services publics verticalement intégrés. La restructuration a évolué avec l'arrivée, sur le marché de la production, de nouveaux acteurs à qui il a fallu donner accès au réseau de transport. Dans ce contexte, il est nécessaire d'assurer la fiabilité des services. Au Canada, l'ampleur de la restructuration varie selon les provinces, de même que l'approche adoptée pour assurer la fiabilité.

Selon le rapport final sur la panne de courant du 14 août 2003, cette panne a commencé par une série d'incidents en Ohio qui ont provoqué une panne de transport et de production puis déclenché une cascade de pannes dans les interconnexions électriques d'États voisins et de l'Ontario. Ce fut la pire panne d'électricité de l'histoire de l'Amérique du Nord. Même si l'électricité a été rétablie dès le lendemain dans la majeure partie de la région, il a fallu attendre près d'une semaine pour que la situation revienne entièrement à la normale dans toute la région.

Le North American Electric Reliability Council (NERC) a recensé au moins cinq autres pannes d'envergure depuis 1965, dont trois en 1996 et en 1998 qui, à différentes occasions, ont touché directement toutes les provinces situées à l'ouest du Québec. La panne du 14 août 2003 a remis en question la fiabilité globale du réseau de production-transport d'électricité, ou réseau interconnecté. Il s'agit du réseau constitué d'installations de production et de câbles de transport à haute tension qui produit et transporte l'électricité aux réseaux de distribution locaux (et à d'autres clients du service de transport comme les gros consommateurs industriels) soit dans une région, soit dans un autre territoire. Toutes les provinces font partie du réseau interconnecté et, par conséquent, participent aux transferts interrégionaux entre les provinces et les États américains limitrophes pour améliorer la fiabilité et développer des échanges commerciaux.

Le chapitre 2 offre une présentation générale de la fiabilité du service d'électricité. Il traite de ce que l'on entend par fiabilité du service, de la façon dont on la mesure ainsi que du rôle et des responsabilités du secteur de l'électricité, des gouvernements et des organismes de réglementation concernés pour l'assurer. Le chapitre 3 présente un exposé régional par province et territoire, qui débute par la description du marché suivie d'un examen du cadre de gestion de la fiabilité et des enjeux à l'échelle régionale. Le chapitre 4 constitue la conclusion et contient les points récapitulatifs.

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE LA FIABILITÉ DU SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

La livraison de l'électricité est effectuée par un réseau très élaboré de lignes de transport haute tension et d'installations de production toutes interconnectées. Produit complexe et invisible, l'électricité circule à la vitesse de la lumière, suivant le parcours où elle rencontre le moins de résistance, et elle ne peut être stockée efficacement[5]. C'est pourquoi la quantité d'électricité produite et livrée doit continuellement correspondre à la demande. Le réseau, comprenant de nombreux câbles à haute tension qui acheminent l'électricité des centrales aux centres de distribution (surtout les sociétés de distribution et les grands consommateurs industriels), doit être surveillé et contrôlé de près afin que la quantité adéquate de courant circule dans la bonne direction. La tension électrique doit être réduite à son arrivée aux réseaux de distribution, qui livrent l'électricité là où elle est requise.

2.1 Qu'entend-on par « fiabilité du service d'électricité »?

Lorsqu'on appuie sur un interrupteur, chez soi, pour allumer les lumières, on s'attend normalement à ce que celles-ci s'allument. Toutefois, à l'occasion, il arrive que les lumières et les appareils électriques s'éteignent soudainement, à cause d'une panne d'électricité. Ces pannes, outre qu'elles nous incommodent, peuvent s'avérer très coûteuses. Pour la plupart des gens, ce coût se limite à quelques instants de noirceur et à la nécessité de remettre à l'heure quelques horloges. Selon l'ampleur et la durée de la panne, toutefois, les coûts peuvent s'avérer beaucoup plus élevés. Par exemple, l'arrêt des feux de circulation peut occasionner des accidents; l'arrêt d'un climatiseur peut causer un coup de chaleur; la perte de chaleur dans une maison peut endommager les conduites d'eau; l'arrêt du réfrigérateur peut provoquer la perte d'aliments. Les coûts liés aux pannes d'électricité peuvent prendre des proportions considérables. Même une légère variation de la tension peut avoir un énorme impact, car elle peut mettre en péril certains processus tels que la fabrication de puces d'ordinateurs ou de verre, ou entraîner des millions de dollars de dommages.

Par fiabilité du service d'électricité, on entend l'assurance pour le consommateur d'obtenir en tout temps de l'électricité. C'est dire que les lumières s'allumeront et que les autres besoins énergétiques, comme le chauffage, la climatisation, les ordinateurs, ainsi que les procédés et contrôles de l'industrie, seront comblés sur demande. Pour ce faire, tout le réseau d'électricité, depuis la source de production en passant par le transport et la distribution, doit être fiable.

5 Le présent rapport concerne surtout la fiabilité de l'approvisionnement en électricité au moyen du système de production-transport d'électricité (CA), constitué d'installations de production et de câbles de transmission à haute tension, qui produit et transmet l'électricité aux réseaux de distribution locaux. Bien entendu, l'électricité peut être stockée dans des accumulateurs pour usage en CC au point de consommation finale. Mais en général l'électricité stockée ne représente qu'une petite partie de l'électricité totale utilisée. Pour l'instant, le stockage dans des accumulateurs n'est pas réalisable en quantité suffisante pour être utile dans un réseau de production-transport d'électricité.

Les aspects de la fiabilité

La fiabilité de chaque réseau d'électricité repose sur deux aspects principaux. Le premier est l'adéquation de l'approvisionnement, qui suppose une capacité de production et de transport suffisante pour répondre aux besoins que l'on a prévus pour le réseau. Le second aspect est la fiabilité d'exploitation du réseau à court terme, c'est-à-dire que le réseau doit pouvoir supporter les perturbations ou situations imprévues et continuer à fonctionner même si des problèmes surviennent dans l'infrastructure ou dans d'autres réseaux interconnectés. Maintenir des réserves de capacité de production et de transport est une façon d'y arriver.

Les deux aspects de la fiabilité ont des actions réciproques. Si, par exemple, à la suite d'une situation imprévue, un exploitant puise dans la réserve pour répondre à la demande, plutôt que comprimer cette dernière, la réserve diminue. L'offre est alors suffisante, mais le réseau devient vulnérable sur le plan opérationnel car la réserve pourrait être de nouveau sollicitée. Étant donné l'interrelation entre les deux aspects de la fiabilité, les réseaux sont conçus de façon à être à la fois suffisants et fiables sur le plan opérationnel. Ainsi, on installera de nouvelles centrales près des centres de distribution à la fois pour suffire à la demande et rehausser la fiabilité opérationnelle du réseau. Il faut que les deux aspects soient pris en considération lorsqu'il s'agit de concilier le coût du maintien de la fiabilité et l'incidence économique des pannes de courant.

2.2 Comment mesure-t-on la fiabilité?

L'industrie de l'électricité a mis au point différentes méthodes pour mesurer la fiabilité. Par exemple, la fiabilité des centrales peut être évaluée à partir des renseignements sur leur utilisation réelle au cours d'une période donnée par rapport à leur capacité maximale (fiabilité d'exploitation) et à partir de renseignements sur les pannes non programmées. La fiabilité des installations de transport est mesurée au moyen d'indicateurs tels que la fréquence des pannes de composantes spécifiques (p. ex., des pannes de transformateurs) et d'indicateurs plus larges comme le rendement aux points de livraison des réseaux de distribution. On a également mis au point des indicateurs de la fiabilité des réseaux de distribution.

L'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) publie des données sur le rendement des équipements de production et de transport et fournit des indicateurs de rendement précis sur les réseaux de distribution du pays. Le tableau 2.1 présente les indicateurs de rendement les plus courants pour les réseaux de distribution.

Indicateurs de rendement des réseaux de distribution[1]

Indicateur de rendement	Ce qu'il mesure	Moyenne canadienne (1998-2002)
Indice de fiabilité (IF)[2]	portion du temps où le réseau est disponible	0,9995
System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)	nombre d'interruptions	2,4 par année
System Average Interruption Duration Index (SAIDI)	nombre d'heures d'interruption	4,4 par année
Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)	durée moyenne de chaque interruption	1,8 heure

1 ACÉ, *Rapport annuel sur la continuité du service des réseaux de distribution des entreprises d'électricité, 2002*. Alors que les données sur le service à l'échelle du pays sont accessibles au public, les données sur les entreprises d'électricité ne sont divulguées qu'aux participants au projet. Cette information comprend une analyse comparative des entreprises que celles-ci peuvent utiliser à des fins internes et pour des présentations aux organismes de réglementation.

2 IF = [(8760-SAIDI)/8760]; il y a 8 760 heures dans une année.

Les indicateurs de rendement des réseaux de distribution constituent une mesure de la fiabilité essentielle pour l'abonné. Si l'on considère l'ensemble des réseaux de distribution canadiens, l'IF a été stable, se fixant en moyenne à 0,9995 pour la période de 1998 à 2002. Ce résultat signifie qu'en moyenne les réseaux de distribution canadiens ont été en fonction 99,95 % du temps (si l'on exclut la panne qui a touché le Québec et l'Ontario lors de la tempête de pluie verglaçante, qui a réduit le taux de fonctionnement à 99,65 %).

Les principales causes des pannes de courant sont les suivantes : arrêts programmés, perte d'approvisionnement, contact avec un arbre, foudre, défaillance de l'équipement, intempéries ou erreur humaine[6]. En moyenne, au cours de la période de cinq ans, environ 75 % de toutes les pannes et de 85 à 90 % de toutes les heures des pannes subies par les abonnés ont été causées par des troubles du réseau de distribution[7]. Les autres pannes ont été provoquées par la perte d'approvisionnement, laquelle découle de pannes au niveau du réseau de production et de transport.

Selon ces résultats, du point de vue du consommateur, le réseau de production-transport d'électricité est passablement plus fiable que le réseau de distribution. Cette conclusion confirme l'opinion générale voulant que la flexibilité du réseau de production-transport permette aux exploitants des réseaux de compenser pour les impondérables. Par exemple, si un problème technique survient dans une centrale et qu'elle doit être arrêtée, l'exploitant peut faire appel à des marges de réserve pour répondre à la demande. Si une ligne de transport est mise hors circuit, l'électricité peut emprunter différentes lignes de manière à continuer de desservir toutes les régions. À moins de circonstances exceptionnelles, les abonnés n'auront pas connaissance du problème. Toutefois, lorsque des pannes plus importantes du réseau de production-transport surviennent, elles touchent plus d'abonnés et durent en général plus longtemps : la panne du 14 août 2003 en est un exemple frappant.

Les réseaux de distribution, par contre, ont moins de flexibilité parce qu'ils comportent moins de redondance interne. Le coût pour dédoubler l'infrastructure serait élevé et, comme les incidents qui surviennent dans ces réseaux touchent peu d'abonnés, on en tirerait peu d'avantages. Dans les régions rurales, le manque de redondance et les lignes de distribution généralement plus longues amoindrissent la fiabilité par rapport aux régions urbaines.

2.3 Comment peut-on accroître la fiabilité?

2.3.1 Investissements[8]

Pour améliorer la fiabilité, on peut faire appel à diverses technologies et investir dans l'infrastructure; toutefois, les coûts inhérents doivent être comparés aux avantages retirés sur le plan de la fiabilité pour déterminer s'ils en valent la peine. Les planificateurs de réseau ont de façon générale adopté un critère selon lequel on ne devrait pas subir plus d'un jour de panne par dix ans. Ils font appel à des modèles détaillés de réseau afin d'établir des scénarios. Les entreprises comparent les coûts de différentes méthodes leur permettant d'atteindre le niveau de fiabilité requis et choisissent en général la moins coûteuse. Selon cette approche, adoptée de façon générale pour planifier la fiabilité, on évalue les marges de réserve d'électricité produite et la réserve en puissance nécessaires dans les réseaux de transport.

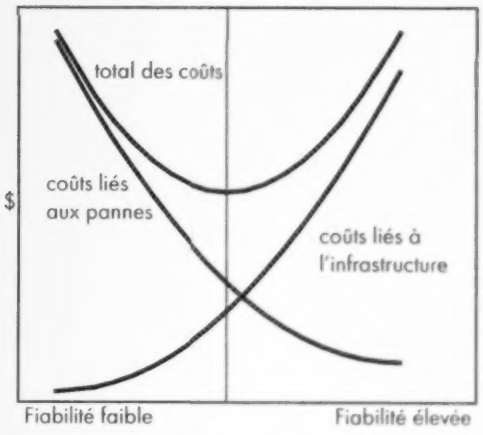
6 Comprend les erreurs commises lors de l'installation ou pendant l'exploitation du réseau de même que les dommages intentionnels ou le sabotage.

7 ACE, *Rapport annuel sur la continuité du service des réseaux de distribution des entreprises d'électricité*, 2002.

8 Cette section traite des concepts tirés de l'ouvrage *Reliability Evaluations of Power Systems*, Billinton, R., et Allan, R.N., deuxième édition, chapitres 1 et 13.

FIGURE 2.1

Coût de la fiabilité[1]



1 Billinton, R. et Allan, R. N., figure 1.3.

Une autre façon de déterminer les sommes appropriées à investir dans la fiabilité est de comparer les coûts occasionnés par les pannes (c'est-à-dire les coûts résultant d'une fiabilité faible) aux coûts nécessaires pour fournir une plus grande fiabilité. Lorsque la fiabilité est faible, les pannes d'électricité se font plus fréquentes et les abonnés en subissent des conséquences plus importantes. Plus on améliore la fiabilité, plus on tire profit de l'investissement consenti, car les pannes se font moins fréquentes. Selon cette approche, les planificateurs tentent de déterminer le niveau de fiabilité obtenu en réduisant les coûts au minimum (figure 2.1). Si l'investissement dans l'infrastructure est moins élevé que le montant idéal, les coûts liés aux pannes seront plus élevés pour la société que les épargnes sur l'infrastructure. Si, à l'inverse, l'investissement dans l'infrastructure est plus élevé que le montant idéal, la société paiera plus pour les infrastructures que les économies qu'elle aura réalisées sur les pannes[9].

Tous ne s'entendent pas quant à l'estimation du coût des pannes et à qui exactement profite l'investissement dans la fiabilité. Il peut même s'avérer difficile de distinguer l'investissement consacré à la fiabilité de celui qui est affecté à l'infrastructure, et ce pour des raisons commerciales, le deuxième pouvant servir, par exemple, à améliorer les échanges entre les réseaux électriques interconnectés. Nonobstant ces questions, ce qu'il faut retenir de cette approche est qu'il est avantageux d'investir pour améliorer la fiabilité, mais qu'à un certain point, les coûts dépassent les bénéfices. Ce point est pris en considération dans les lois et règlements de certaines provinces. Ainsi, aucun investissement ne doit être fait sans tenir compte des autres volets de la question, comme l'efficacité, et la prudence est de mise lorsqu'il est question d'engager des coûts.

2.3.2 Technologie

La technologie joue un rôle important dans l'amélioration de la fiabilité. L'innovation technologique peut contribuer à l'adéquation du système en augmentant la capacité des emprises actuelles. Pour ce faire, on peut améliorer la capacité de transport, par exemple au moyen de dispositifs dynamiques de réseau de transport à courant alternatif ou d'autres dispositifs qui permettent de mesurer plus précisément la capacité des lignes de transport. Ainsi, le réseau pourra être exploité aussi près que possible de ses limites thermiques[10]. Ces technologies coûtent cher et la récupération des coûts est incertaine, surtout dans des marchés où l'on ne connaît pas à l'avance le prix des futurs services de transport.

9 Le coût d'une panne comprend toute une série de coûts sur les plans économique et social. Sur le plan économique, les coûts sont entre autres la perte de production industrielle, les dommages à l'équipement, la perte de matières premières ou de nourriture. Sur le plan social, les coûts sont entre autres la perturbation causée par l'arrêt des transports, la perte de temps de loisirs, une température inconfortable dans les immeubles et des blessures.

10 Les dispositifs dynamiques de réseau de transport à courant alternatif comprennent une variété de dispositifs électroniques utilisés pour améliorer le contrôle et la stabilité du réseau de transport. La plus grande capacité à diriger l'électricité et la réponse plus rapide aux conditions subies par le réseau de transport permettent de l'exploiter plus près de ses limites thermiques, améliorant ainsi l'efficacité du transport.

Les contraintes au cours de la construction de nouvelles installations de transport peuvent être réduites par la construction de centrales électriques à proximité des centres de grande consommation. Il est aussi possible qu'une SDL répartisse l'électricité produite ou que les consommateurs eux-mêmes s'en chargent, par exemple dans le cas de grandes entreprises industrielles. La solution peut comprendre la vente d'électricité au réseau par le consommateur, ce qui exige un mesurage contraire.

Du point de vue de l'exploitant, l'adaptation de nouveaux outils de communication et de contrôle peut améliorer la surveillance du fonctionnement du réseau en temps réel. Cela permet une meilleure compréhension de ses conditions de fonctionnement, notamment en ce qui a trait aux alertes rapides relatives aux impondérables dans les régions de contrôle immédiates et adjacentes.

2.3.3 *Activités commerciales interrégionales*

Dans des conditions d'exploitation normales, la fiabilité du réseau peut être fortifiée par des interconnexions avec des territoires adjacents. Toutes les provinces sont interconnectées avec leurs voisines, même si la plupart des réseaux provinciaux ont des interconnexions plus importantes (mesurées par la capacité de transfert d'électricité) avec les États limitrophes au sud. Les interconnexions provinciales ont été construites pour assurer la fiabilité du réseau et, dans certains cas, pour optimiser la construction et l'utilisation des actifs de production. Par exemple, les exigences relatives aux marges de réserve sont habituellement plus basses lorsque le réseau est interconnecté, car il dispose ainsi d'un groupe d'échange d'électricité plus important pour répondre aux perturbations du réseau. Les territoires ne sont pas interconnectés ni sont-ils en connexion avec les provinces ou les États-Unis.

Les interconnexions fournissent également des conduits pour les échanges interprovinciaux ou internationaux, permis par la variation de

Comptage électrique horaire

On a déjà établi la faisabilité du comptage électrique horaire pour les clients à volume élevé, qui sont en mesure de moduler leur appel de charge, lorsque la structure tarifaire les encourage à le faire au moyen de la tarification au compteur horaire. Plusieurs provinces offrent déjà de tels programmes.

Sur le plan technique, le comptage horaire est aussi réalisable pour les clients à faible volume, dont les clients résidentiels, au moyen des compteurs électroniques actuels. Par exemple, certains compteurs mesurent la consommation à toutes les 15 minutes et l'enregistrent dans une mémoire à lecture seule. Leur prix, sauf le matériel électronique de communication, va de 800 $ à 1 100 $ par ménage. Les compteurs sont programmés pour télécharger les données vers le système de facturation toutes les 24 heures, par téléphonie cellulaire, radiomessagerie numérique ou radiofréquence.

L'utilisation de tels compteurs n'est pas encore répandue, mais des programmes existent déjà. Par exemple, Hydro-Québec a mis sur pied un programme expérimental de tarification au compteur horaire touchant environ 400 clients résidentiels, qui profitent ainsi des meilleurs tarifs des périodes creuses. À l'heure actuelle, la société d'État n'a pas l'intention d'offrir son programme sur une grande échelle et considère que les coûts des compteurs et de la facturation freinent les applications de la tarification au compteur horaire.

Pour sa part, Princeton Light and Power, service municipal de la Colombie-Britannique, offre des tarifs horaires à toute sa clientèle résidentielle ou commerciale ainsi que l'automatisation des compteurs et la possibilité de différer les appels de charge des périodes de pointe aux périodes creuses. Le programme vise actuellement entre 100 et 3 000 abonnés, mais la participation est en hausse. Le service public finance ce programme grâce aux économies réalisées à l'achat d'énergie.

La croissance de la tarification au compteur horaire auprès de la clientèle à faible volume est tributaire des facteurs suivants : réduction des frais de comptage, y compris les frais de facturation; différence des tarifs pratiqués entre les heures de pointe et les heures creuses; capacité de l'abonné de différer ses appels de charge des heures de pointe aux heures creuses.

l'utilisation d'électricité selon les périodes de la journée et les saisons entre les régions exportatrices et importatrices. Les systèmes de production d'hydroélectricité, qui peuvent stocker de l'eau pendant les périodes creuses et l'utiliser ensuite pour produire de l'électricité pendant les périodes de pointe, permettent de profiter de cette variation. Par conséquent, les provinces dotées de grandes installations hydroélectriques et de capacités de stockage de l'eau, comme le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique, sont les plus gros exportateurs nets vers les É.-U.

Alors que dans certains cas les interconnexions se sont avérées fiables et qu'on en a tiré profit sur le plan des échanges, dans d'autres, il y a des risques et des perturbations très importantes se sont propagées dans le réseau ou se sont produites en cascade d'une région à une autre. Le plus récent de ces incidents a eu lieu le 14 août 2003.

2.3.4 *Gestion de la consommation (GC) et intervention en matière de puissance (IP)*

On attribue souvent la fiabilité des réseaux à l'approvisionnement en électricité. Toutefois, les tendances de consommation ont une incidence notable sur l'équilibre entre l'offre et la demande. On en déduit la notion d'usage rationnel selon laquelle, à l'intérieur de certaines limites, il coûte moins cher d'économiser un kilowattheure que de le produire.

La mise en place des programmes de gestion de la consommation (GC) a commencé vers la fin des années 80 et au début des années 90. Du point de vue du consommateur, ces programmes n'avaient habituellement rien à voir avec les tarifs. Les services publics reconnaissaient qu'ils étaient en mesure de réduire leurs coûts en finançant des programmes d'exploitation rationnelle de l'énergie, tels que les vérifications et les subventions pour l'installation de matériel et d'appareils moins énergivores. Ces programmes avaient pour effet de réduire la note d'électricité du consommateur. Les services publics pouvaient ainsi partager les économies réalisées et, partant, rehausser le rendement de leurs éléments d'actif, qui sont réglementés. En pratique, ces programmes ont tenu lieu de mécanisme de tarification propre à inciter les abonnés à réduire leur consommation pendant les périodes où l'offre était serrée. C'est l'approche que préconisent actuellement les programmes « Power Smart » en Colombie-Britannique et « Éner Sages » au Manitoba, par exemple.

D'autres mesures incitatives non liées au tarif ont été privilégiées en Californie au cours de la pénurie d'électricité qui a frappé l'Ouest américain en 2000-2001, période au cours de laquelle les prix de gros ont dépassé les prix de détail « plafonnés ». Ainsi, Pacific Gas & Electric a dédommagé ses clients qui avaient réduit leur consommation par rapport à l'année précédente. Le service public a financé les remboursements à même les économies réalisées, compte tenu qu'il n'a pas eu à acheter de l'électricité à grand prix sur le marché libre. On s'entend pour dire que ce programme a contribué notablement à équilibrer le rapport entre les ressources et les charges appelées jusqu'à la fin de la pénurie.

La libéralisation des marchés a donné lieu à la mise en place de programmes d'intervention en matière de puissance (IP), dans le cadre desquels on encourage les abonnés à réduire leur consommation coûteuse pendant les périodes de pointe en fixant les tarifs en temps réel (p. ex. tarification au compteur horaire). Ces programmes s'ajoutent aux autres mécanismes traditionnels, tels que les contrats de service interruptible destinés aux grands utilisateurs. Selon ce type de contrat, le fournisseur peut interrompre le service pendant les périodes où l'approvisionnement est serré. En contrepartie, le tarif demandé est inférieur à celui du service garanti pour tenir compte du risque d'interruption.

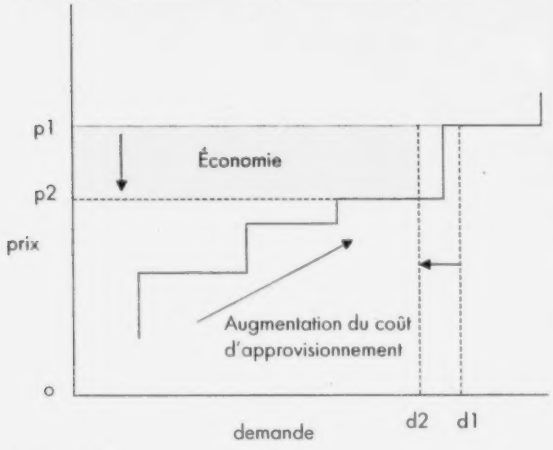
Ces programmes favorisent les grands utilisateurs, qui sont en mesure de différer leur consommation vers les périodes creuses et disposent des instruments de comptage nécessaires. En Ontario, par

exemple, on compte deux programmes, administrés par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ), qui prévoient des mesures incitatives visant à réduire la demande pendant les périodes de pointe : le programme de charge pouvant être répartie, par lequel les consommateurs peuvent réduire leur consommation lorsque les prix atteignent un certain niveau, et le programme de charge pouvant être répartie une heure avant, qui permet aux grossistes d'aplanir les différences entre la consommation prévue et la consommation réelle, puis de suivre les directives de la SIGMÉ. D'autres mécanismes propres à accroître l'intervention en matière de puissance sont à l'étude en Ontario[11]. Actuellement, les programmes d'IP sont moins avantageux pour les petits consommateurs, car ils nécessitent des instruments de comptage horaire.

Ces programmes offrent des avantages du point de vue de la fiabilité, mais aussi des tarifs. Dans les marchés où s'exerce la concurrence, comme en Ontario et en Alberta, pendant les périodes de pointe, les prix de gros sont établis en fonction des sources de production les plus dispendieuses. Ainsi, une réduction plutôt faible de la demande peut entraîner une réduction importante des tarifs. De plus, compte tenu du mécanisme d'établissement des tarifs dans un marché concurrentiel, cette réduction vaut pour la demande totale. De cette façon, même les usagers qui sont dans l'impossibilité de réduire leur consommation en profitent. La figure 2.2 illustre cette notion.

FIGURE 2.2

Incidence de la réduction de la demande d'électricité pendant les périodes de pointe



Source : ONÉ.

Incidence des programmes d'intervention en matière de puissance

Les effets des programmes d'IP sont illustrés dans le schéma ci-contre, selon lequel les tarifs sont établis dans un marché concurrentiel d'énergie en bloc. La courbe en escalier qui s'élève vers la droite indique que le cours des blocs d'énergie augmente au gré de la demande. La demande étant réduite, de d1 à d2, on peut approvisionner les abonnés à coût moindre. Les abonnés, tels que les grands clients industriels, ont donc tout intérêt à différer leur consommation aux heures creuses, soit le soir ou la nuit. Ceux qui sont dans l'impossibilité de réduire leur consommation, tels que les clients résidentiels, peuvent aussi en profiter, comme l'illustre la réduction de prix de p1 à p2 ainsi que la zone ombrée qui représente l'économie réalisée.

11 *Tough Choices : Addressing Ontario's Power Needs*, Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité, janvier 2004, p. 36 et 37.

2.4 À qui incombe la responsabilité d'assurer la fiabilité du service d'électricité?

Au Canada, il incombe à l'industrie de l'électricité, aux gouvernements provinciaux et territoriaux, ainsi qu'à leurs organismes de réglementation, et au gouvernement fédéral d'assurer la fiabilité du service d'électricité. On trouve ci-après un résumé des responsabilités de chacun. Le chapitre 3 traite du partage des responsabilités dans chaque province et territoire.

2.4.1 Industrie de l'électricité

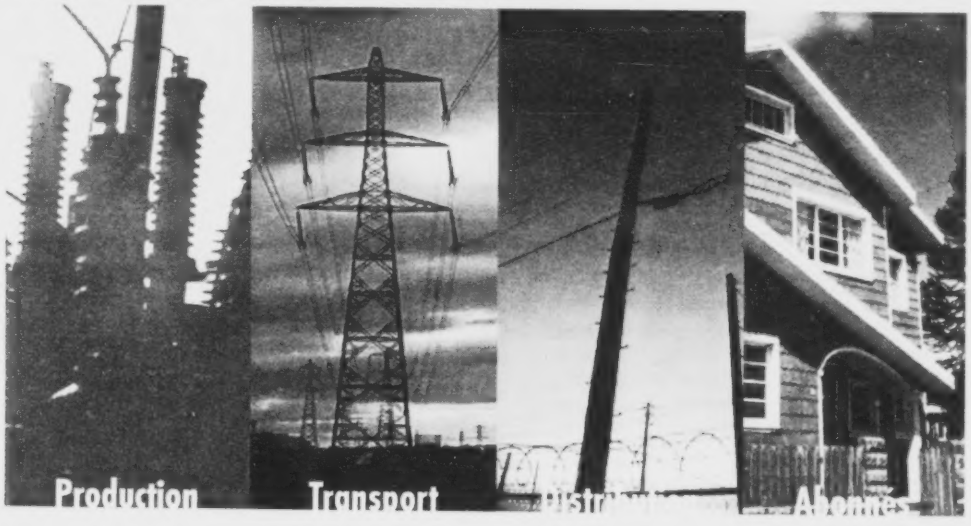
Autrefois, on trouvait des services publics à intégration verticale, qui cumulaient des fonctions de production, de transport et de distribution et assumaient l'entière responsabilité de la livraison de l'électricité aux consommateurs selon certaines modalités (figure 2.3). Cette « obligation de desservir » était requise en contrepartie de l'émission d'une concession monopolistique à l'entreprise d'électricité, en vertu des lois provinciales ou territoriales. Au cours de la dernière décennie, certaines provinces ont revu la structure de leur service d'électricité de sorte que des entités distinctes se partagent maintenant la responsabilité de ces fonctions.

Dans certaines provinces, comme l'Ontario et l'Alberta, ce sont les investisseurs qui décident du moment et de l'emplacement de la construction des installations de production et les producteurs qui offrent l'électricité sur le marché. Une société de gestion du marché s'assure qu'il y a équilibre en temps réel entre l'approvisionnement et la demande et que le prix de l'électricité est déterminé dans un marché de gros compétitif. Une société indépendante de gestion du transport est chargée d'offrir un libre-accès équitable à des tiers intéressés à utiliser le réseau de transport. Les sociétés de distribution locales (SDL) sont chargées de la distribution de l'électricité. Chacune des parties en cause joue un rôle différent pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

La plupart des fournisseurs d'électricité, qu'il s'agisse de services publics à intégration verticale ou de SDL, ont pour mandat d'assurer la fiabilité de leurs services au prix le plus bas possible. Ainsi, pour le réseau de production-transport d'électricité, on doit planifier l'adéquation de l'approvisionnement à la

FIGURE 2.3

Service d'électricité dégroupé



production et au transport, ainsi qu'assurer la fiabilité de l'exploitation du réseau.

North American Electric Reliability Council (NERC)

Quant aux réseaux de production-transport d'électricité interconnectés, le NERC a contribué de façon déterminante à l'élaboration de politiques et normes de fiabilité pour l'industrie.

Le NERC a été créé en 1968 à la suite de la panne qui a frappé l'Ontario et le Nord-Est des États-Unis en 1965. Il s'agit d'un organisme de l'industrie de l'électricité qui compte sur l'expérience technique de ses membres. Le NERC se compose de 10 conseils régionaux et compte environ 140 zones de contrôle au Canada, aux États-Unis et dans une partie de la Baja California Norte, au Mexique[12]. La plupart des services publics d'électricité et d'exploitants canadiens dont les réseaux sont raccordés à ceux d'autres régions sont membres d'un conseil régional du NERC.

Le NERC a pour mission de veiller à ce que le réseau de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord soit fiable, adéquat et sûr. Pour remplir sa mission, il utilise comme principales méthodes les normes et politiques de planification et d'exploitation qu'il élabore, afin de satisfaire aux exigences de fiabilité. Le respect des normes et des politiques est toutefois facultatif; le NERC compte sur la pression des pairs pour ce faire.

Le NERC fixe les normes minimales, que les conseils régionaux adaptent à leurs propres besoins, notamment aux exigences réglementaires de leur région. De plus, le NERC surveille les « perturbations » dans les interconnexions de transport et fait rapport à l'ensemble des membres de l'organisation pour étendre les connaissances et les apprentissages tirés de ces incidents.

Fiabilité de l'exploitation

En plus d'une infrastructure adéquate, la fiabilité dépend des activités essentielles que les exploitants et planificateurs de réseaux doivent exercer, c'est-à-dire :

- observer et surveiller le réseau pour assurer son bon fonctionnement (fréquence, tension et débit de puissance);
- analyser et modéliser le réseau pour être en mesure de planifier les incertitudes au chapitre de l'exploitation et des mécanismes de contrôle;
- communiquer avec les contrôleurs d'autres régions et coordonner les activités de chacun pour que l'intégrité du réseau maillé soit maintenue;
- prendre les mesures de contrôle nécessaires (modification des quantités produites, commutation du transport et délestement de charge), pour maintenir le fonctionnement du réseau à l'intérieur de limites acceptables;
- veiller à ce que les participants se conforment aux exigences en matière de fiabilité et les contraindre s'il y a lieu;
- apporter les améliorations et installer les équipements nécessaires pour améliorer la fiabilité et décongestionner le réseau;
- veiller à ce que les signaux de prix et les incitatifs favorisent des comportements susceptibles d'améliorer la fiabilité;
- prendre les mesures qui conviennent pour protéger l'infrastructure essentielle, les centrales nucléaires par exemple.

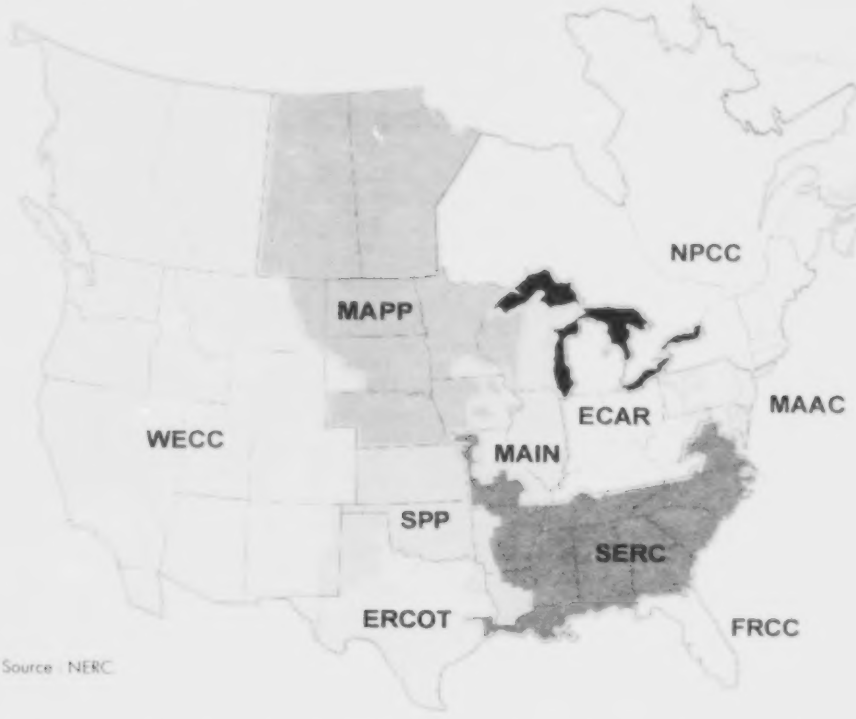
Pour assurer le succès de ces activités, du moins un bon nombre d'entre elles, les exploitants et planificateurs doivent posséder la formation et les outils perfectionnés nécessaires pour résoudre les problèmes complexes que pose le fonctionnement des réseaux électriques.

Source : *Maintaining Reliability in a Competitive U.S. Electricity Industry, Final Report of the Task Force on Electric System Reliability*, 29 septembre 1998. Conseil consultatif du secrétaire de l'énergie, département de l'Énergie des États-Unis.

12 Une zone de contrôle est sous la responsabilité d'une seule entité, qui doit veiller à l'équilibre entre la production et les appels de charge (demande), notamment à la coordination avec les zones de contrôle adjacentes. Actuellement, 16 « coordonnateurs de la fiabilité » sont responsables d'assurer la fiabilité du réseau.

FIGURE 2-4

Régions du NERC



Source : NERC

Les normes de planification visent l'adéquation à plus long terme de l'infrastructure de production et de transport. Le NERC a adopté une norme de planification à l'échelle de l'industrie visant les marges de réserve, compte tenu d'une perte de charge d'une journée tous les 10 ans, selon les probabilités. Depuis, les marges de réserve sont de l'ordre de 15 à 20 %, selon les régions. D'après le critère « N-1 », critère de planification de base des réseaux interconnectés, le réseau de transport doit être conçu de façon à maintenir le service malgré la perte de l'élément le plus important de son infrastructure, tel que la plus importante centrale ou installation de transport, sans avoir à délester ou à réduire la charge.

Les politiques d'exploitation visent l'exploitation du réseau en temps réel et la planification à court terme; elles dictent les critères relatifs à différentes fonctions, dont le contrôle et le rendement de la production, la coordination du réseau, les mesures d'urgence, la maintenance du réseau et l'accréditation du personnel d'exploitation.

2.4.2 *Provinces et territoires*

Au Canada, l'industrie de l'électricité a évolué dans un cadre provincial. Ainsi, la plus grande partie du régime de surveillance de la fiabilité incombe aux provinces et territoires, et à leurs organismes de réglementation respectifs, mais la portée de la réglementation et les mécanismes diffèrent.

La plupart des provinces ont appliqué les normes du NERC par l'entremise soit des services publics provinciaux, soit de la législation provinciale. L'Ontario, par exemple, s'est doté d'une loi qui rend ces normes obligatoires et habilite la SIGME à imposer des amendes en cas de non-respect, le régime de

surveillance réglementaire relevant de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO). Certaines provinces se sont dotées de leurs propres normes, qui visent surtout les réseaux de distribution. Les territoires ne comptent aucune interconnexion et disposent de quelques lignes de transport. C'est pourquoi leurs problèmes de fiabilité découlent plutôt du fait qu'ils ne peuvent compter que sur une seule source de production.

Depuis quelques années, sous la direction du Conseil des ministres de l'énergie, des représentants des différents ordres de gouvernement traitent ensemble des questions de fiabilité et de transport de l'électricité. En août 2003, ils ont rédigé un rapport portant sur les occasions d'investissement dans les réseaux de transport au Canada, destinées à régler les problèmes de transport ou à soutenir les projets de production. Dans la conclusion, les auteurs expliquent que les deux principaux freins aux investissements dans les réseaux de transport sont l'économie des projets ainsi que les incertitudes du marché et que la réglementation économique vient en troisième lieu. Ils sont aussi d'avis qu'on ne peut compter sur les nouvelles technologies pour régler les problèmes de transport, même si celles-ci pourraient réduire les besoins de nouveaux investissements dans ce secteur[13].

2.4.3 Gouvernement fédéral

Le gouvernement fédéral participe à l'élaboration des politiques relatives à l'électricité, en ce qui a trait au commerce interprovincial et international, notamment des politiques relatives à la fiabilité du service d'électricité. Les deux principaux ministères à ce chapitre sont Ressources naturelles Canada et le ministère des Affaires étrangères et du Commerce international.

L'ONÉ exerce le mandat réglementaire du gouvernement fédéral à l'égard des exportations d'électricité ainsi que de la construction et de l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité (LIT)[14]. L'ONÉ tient compte des questions de fiabilité lorsqu'il doit autoriser des projets relatifs aux lignes de transport et aux exportations[15]. Il exige que le demandeur fournisse l'information relative aux incidences de l'exploitation de la LIT sur les réseaux électriques des autres provinces, soit celles que la LIT ne traverse pas. Il fait de même quand il doit autoriser l'exportation d'électricité[16].

La fonction de surveillance des marchés, qui incombe à l'ONÉ, englobe l'équilibre entre les ressources et la demande dans l'industrie de l'électricité au pays. L'ONÉ se penche sur cette question dans le cadre de son évaluation à long terme de la demande et de l'offre futures en électricité au Canada. L'analyse est effectuée selon un cadre énergétique global et se fonde sur les commentaires des experts de l'industrie et du public. L'ONÉ évalue l'adéquation dans l'optique de la surveillance des marchés, étant donné qu'il n'a pas le pouvoir de réglementer en cette matière.

2.5 Normes de fiabilité obligatoires

Les circonstances subséquentes à la restructuration ont motivé les efforts pour la mise au point d'un système de normes de fiabilité obligatoires, qui serait contrôlé et mis en application au moyen d'un programme de conformité accompagné de pénalités financières. L'Association canadienne de

13. *Regional Electricity Transmission Grid Study*, Navigant Consulting, 2003.

14. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* prévoit en outre que le gouvernement fédéral peut désigner les lignes de transport interprovinciales qui relèvent de l'ONÉ, mais cette disposition n'a jamais été invoquée.

15. Le terme exportation fait référence aux transferts internationaux d'électricité entre le Canada et les É.-U.

16. Ces exigences figurent dans la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et le *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité*.

l'électricité, qui représente l'industrie de l'électricité au Canada, est en faveur de normes obligatoires. En outre, certaines provinces ont pris des mesures législatives et réglementaires, ou sont sur le point d'en prendre, en vue de favoriser les normes obligatoires.

Aux États-Unis, une proposition du NERC relative aux normes obligatoires prévoit que la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) assurera la surveillance réglementaire. La FERC est une agence indépendante du département de l'Énergie des États-Unis, dont une des responsabilités est de réglementer le transport et les ventes d'électricité de gros dans le cadre d'opérations commerciales inter-États. Le projet de loi sur l'énergie dont le Congrès des États-Unis est actuellement saisi préconise également l'adoption de normes obligatoires qu'une Organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSÉ) est en voie d'élaborer. Une fois le projet de loi adopté, la FERC accréditera une OFSÉ parmi les organisations qui lui auront proposé leur candidature[17].

Les principales fonctions et caractéristiques de l'OFSÉ sont les suivantes :

- organisme indépendant des intervenants du marché;
- aux États-Unis, surveillance réglementaire assurée par la FERC;
- proposition de normes, approuvées par la FERC;
- mettre les normes en place et imposer des amendes en cas de non-conformité, sous réserve de l'autorisation de la FERC.

Le projet de loi préconise la coordination avec le Canada et le Mexique : [traduction] « Le Président est instamment prié de négocier des ententes internationales avec les gouvernements du Canada et du Mexique pour assurer le respect des normes de fiabilité et l'efficacité de l'OFSÉ aux États-Unis, au Canada ou au Mexique. »

Le Groupe de travail Canada-États-Unis sur la panne de courant a recommandé avant toutes choses que des dispositions législatives soient adoptées pour rendre obligatoire le respect des normes de fiabilité et imposer des sanctions en cas de non-conformité. Le Groupe de travail insiste sur la nécessité, pour l'OFSÉ, d'être indépendante par rapport aux intervenants sur le marché pour ce qui est d'établir les normes et de les rendre exécutoires ainsi que de financer l'activité de l'organisation. Contrairement aux arrangements actuels selon lesquels les membres du NERC financent ce dernier par l'entremise des conseils régionaux, l'OFSÉ serait financée par le biais d'un supplément aux tarifs de transport dont le montant serait réglementé.

On ignore pour le moment si c'est le NERC (sous une forme différente) ou une autre organisation qui deviendra l'OFSÉ. N'importe quelle organisation peut déposer une demande d'accréditation auprès de la FERC. Au moment de la rédaction du présent rapport, le projet de loi sur l'énergie n'avait toujours pas été sanctionné par le Congrès. Entre-temps, le Congrès a accordé des fonds supplémentaires au département de l'Énergie et à la FERC aux fins d'amélioration de la fiabilité; la FERC, tel que le permettent ses pouvoirs actuels, a publié un énoncé de politique qui prend en compte la modification des normes de fiabilité du NERC, la conformité aux normes et le recouvrement des coûts de la fiabilité. Le conseil d'administration du NERC a également entrepris de : [traduction] « collaborer avec la FERC et les organismes de réglementation fédéraux, étatiques et provinciaux des États-Unis, du Canada et du Mexique pour veiller à l'intérêt public en ce qui concerne la conformité aux normes de fiabilité[18]. » Cette collaboration viserait notamment l'amélioration de la conformité aux normes de fiabilité du NERC et l'adoption des recommandations formulées par le comité directeur du NERC chargé de l'enquête sur la panne du 14 août 2003.

17 Voir House Rules 76, section sur l'électricité.

18 Conseil d'administration du NERC, 10 février 2004.

2.6 Résumé

Par fiabilité du service d'électricité, on entend l'assurance pour le consommateur d'obtenir en tout temps de l'électricité. La fiabilité comporte deux aspects : planification de l'adéquation de l'infrastructure de production et de transport; fiabilité d'exploitation, pour assurer que le réseau peut supporter les perturbations. L'industrie de l'électricité a mis au point diverses méthodes pour mesurer le rendement en matière de fiabilité. Les pannes du réseau de production-transport d'électricité sont rares; la plupart des pannes de courant chez les consommateurs finals sont attribuables à des interruptions de service à l'étape de la distribution. Toutefois, les pannes du réseau de production-transport d'électricité peuvent avoir des répercussions considérables.

Il est possible d'améliorer la fiabilité des réseaux par des investissements, la technologie ou des opérations commerciales. On s'intéresse aussi de plus en plus à l'idée d'améliorer la fiabilité en s'attaquant à la consommation, en mettant en place des programmes d'intervention en matière de puissance, par exemple. Pour que ces programmes soient efficaces, le consommateur doit être sensibilisé aux fluctuations du prix de l'électricité selon la période de la journée durant laquelle l'énergie est utilisée de façon qu'il soit incité à réduire sa consommation durant les périodes de pointe.

L'industrie de l'électricité, les gouvernements provinciaux et territoriaux ainsi que leurs organismes de réglementation, et le gouvernement fédéral sont responsables de l'assurance de la fiabilité du service d'électricité au Canada. Les différents intervenants du secteur ont entrepris d'élaborer un ensemble de normes de fiabilité obligatoires et exécutoires qui s'appliqueront à l'industrie de l'électricité dans toute l'Amérique du Nord.

CADRES DE GESTION PROVINCIAUX

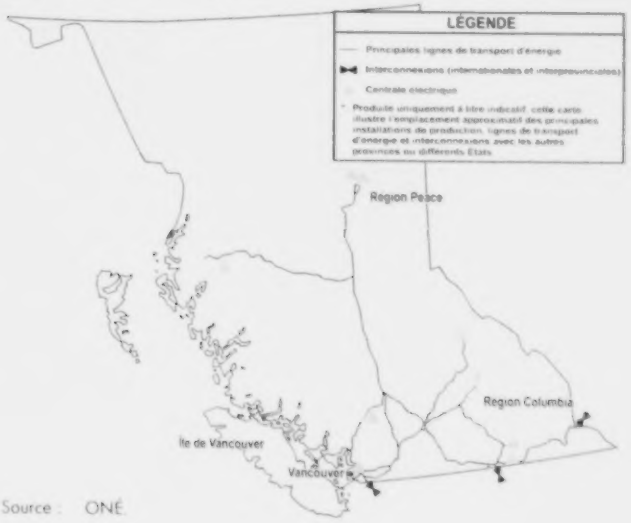
3.1 Colombie-Britannique

En novembre 2002, le gouvernement de la Colombie-Britannique publiait une politique énergétique à long terme intitulée *Energy for our Future: A Plan for B.C.* (plan énergétique), dont les objectifs sont de tenir les tarifs d'électricité à des niveaux bas et de ne pas privatiser les actifs fondamentaux de BC Hydro; d'assurer un approvisionnement sûr et fiable en énergie; de stimuler les investissements du secteur privé; et de développer le secteur énergétique dans le respect de l'environnement. Un des éléments-clés du plan est le pacte patrimonial, qui a pour but de sauvegarder la valeur que représentent le faible coût de la production existante et les avantages commerciaux qui en découlent pour les abonnés de BC Hydro. Afin de préparer le marché de l'électricité en vue des changements à venir, on a dégroupé BC Hydro en créant deux secteurs distincts pour la production et la distribution, et une société d'État, la British Columbia Transmission Corporation (BCTC), chargée du secteur du transport.

BC Hydro dessert 80 % de la charge intérieure britanno-colombienne; en janvier 2004, la demande de pointe a atteint un chiffre record de 9 619 MW. Le secteur industriel consomme 39 % de l'électricité, le secteur résidentiel 32 % et le secteur commercial 29 %. La demande de pointe du deuxième service en importance, Aquila Networks Canada (Aquila), s'établit actuellement à 718 MW. Le reste de la demande intérieure est en majorité satisfaite par un certain nombre de services municipaux et par des entreprises industrielles.

FIGURE 3.1

Réseau de transport d'électricité de la Colombie-Britannique



Source : ONÉ

La Colombie-Britannique produit environ 14 000 MW d'électricité, dont 11 000 MW proviennent d'installations appartenant à BC Hydro et le reste des centrales d'Aquila, de producteurs industriels et de producteurs autonomes. Les centrales hydroélectriques assurent 85 % de la production et les centrales thermiques la majorité des 15 % qui restent. Les ressources hydrauliques sont concentrées dans les bassins de la rivière Peace et du fleuve Columbia.

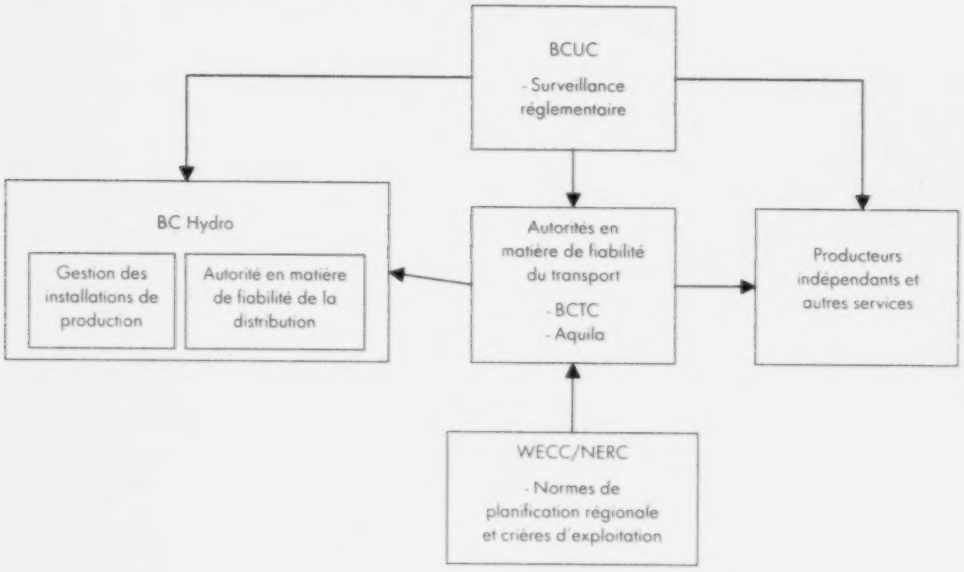
Le réseau de transport de la Colombie-Britannique est constitué des 18 000 km de lignes et 287 sous-stations de BC Hydro; des 1 700 km de lignes et 10 sous-stations d'Aquila; et des réseaux d'Alcan Inc. et de Teck Cominco Limited. Pour les besoins de planification de la fiabilité et de l'exploitation, la BCTC et Aquila sont membres du Western Electricity Coordinating Council (WECC)[19]. L'interconnexion entre la Colombie-Britannique et l'Alberta est assurée par deux lignes à 138 kV et d'une ligne à 500 kV line tandis que l'interconnexion entre la province et les États-Unis est réalisée par deux lignes à 230 kV et deux lignes à 500 kV. La capacité d'exportation vers l'Alberta est de 1 200 MW et la capacité d'importation de l'Alberta, de 1 000 MW. Les capacités correspondantes pour ce qui concerne l'interconnexion avec les États-Unis sont de 3 150 MW et 2 000 MW. Les capacités de transfert réelles dépendent toutefois des niveaux de charge, des courbes de production et des éléments de transport en service.

3.1.1 Cadre de gestion de la fiabilité

La mise en oeuvre intégrale du plan énergétique est prévue pour 2004-2005. Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (le ministère) a entrepris de modifier les lois constituant le cadre juridique nécessaire, c'est-à-dire la *Utilities Commission Act*, la *BC Hydro and Power Authority Act* et la *Energy Efficiency Act*. La province a également créé deux lois pour mettre les changements nécessaires en vigueur, la *BC Hydro Public Power Legacy and Heritage Contract Act* et la *Transmission Corporation Act*. Eu égard aux activités régionales touchant la fiabilité du service d'électricité, le ministère siège au Committee on Regional Electric Power Cooperation (comité de coopération régionale en matière d'électricité)[20] et est un membre de catégorie 5[21] du WECC.

FIGURE 3.2

Cadre de gestion de la fiabilité en Colombie-Britannique



19 Le WECC est un conseil régional du NERC qui englobe l'Alberta, la Colombie-Britannique, la totalité ou une partie de 14 États américains et le nord de la Baja California Norte, au Mexique.

20 Il s'agit d'un sous-comité du Western Governors' Association (association des gouverneurs de l'Ouest), qui s'intéresse aux questions concernant l'électricité, y compris la fiabilité.

21 Représentants des provinces et des États exerçant des pouvoirs en matière de politique ou de réglementation.

British Columbia Utilities Commission (BCUC)

La BCUC veille à ce que les tarifs des services publics soient justes et raisonnables, et que l'exploitation des services soit sûre et adéquate. Les services sont tenus de lui présenter des plans de ressources à long terme qui prennent en compte, entre autres objectifs, l'adéquation et la fiabilité de l'approvisionnement. La BCUC surveille l'activité des producteurs indépendants en passant en revue les contrats d'achat d'électricité passés avec les services réglementés. Elle est également investie du pouvoir d'établir des normes, y compris des normes de fiabilité, pour tout service public réglementé. Elle a rendu dernièrement des décisions qui vont dans le sens du recours aux normes de planification et d'exploitation du WECC/NERC par les réseaux de transport de la province. La BCUC suit en outre le rendement en matière de fiabilité en enquêtant sur les plaintes ainsi qu'en en étudiant les rapports de situation produits par les services et les rapports de conformité du WECC. Aquila est assujettie à un régime de réglementation fondé sur la tarification au rendement qui comprend des objectifs de fiabilité établis et passés en revue annuellement. L'adoption d'un régime semblable pour BC Hydro suscite de l'intérêt.

BC Transmission Corporation (BCTC)

La BCTC est chargée de la planification du transport, de l'exploitation et de la gestion pour environ 90 % du réseau de la province. Comme BC Hydro est propriétaire des installations, des ententes officielles régissent les rapports que cette dernière entretient avec la BCTC.

Les objectifs de la BCTC sont les suivants : assurer le libre-accès aux lignes de transport, promouvoir le développement de marchés de l'électricité efficients en Colombie-Britannique et participer de manière efficace aux marchés plus vastes qui entourent la province. En ce qui concerne la planification à long terme, la BCTC collabore avec BC Hydro et d'autres entités pour déterminer s'il est nécessaire d'améliorer le réseau pour répondre aux besoins prévus.

Eu égard à la fiabilité opérationnelle, ses fonctions comprennent la gestion des réserves, le réglage de la tension ainsi que la planification et la coordination des interruptions. À titre d'autorité de fiabilité, la BCTC établit les objectifs de rendement du réseau, notamment en regard de la composante réseau d'approvisionnement des indices SAIFI et SAIDI et d'un indice des risques des actifs en matière de santé.

Le réseau provincial de transport de la Colombie-Britannique est considéré comme une zone de contrôle du WECC. Par conséquent, la BCTC planifie et effectue l'exploitation du réseau en conformité avec les normes de fiabilité et les critères d'exploitation du WECC. Elle participe en outre au système de gestion de la fiabilité du WECC[22], suivant lequel les signataires doivent observer certains critères de fiabilité d'exploitation, et des sanctions sont imposées, des amendes par exemple, en cas de non-conformité. De plus, la BCTC est membre du Northwest Power Pool[23], qui coordonne le partage des réserves de secours à l'échelon régional. Les interconnexions de la BCTC permettent de réduire ses réserves en puissance[24] d'un maximum de 400 MW.

22 Programme facultatif du WECC créé en 1999.

23 Organisation à laquelle l'adhésion est facultative et dont les membres coopèrent pour assurer l'exploitation fiable du réseau électrique interconnecté et coordonner la planification de l'exploitation du réseau et de l'infrastructure de transport.

24 Les réserves en puissance visent à permettre au réseau de fonctionner en cas de panne d'une ou plusieurs génératrices. La Colombie-Britannique maintient des réserves en puissance équivalant à environ 14 % de la capacité d'approvisionnement fiable.

BC Hydro

Le rôle principal du secteur de la production de BC Hydro est d'exploiter, d'entretenir et d'améliorer les installations existantes. En vue d'assurer l'entretien et d'améliorer l'état des installations de production, BC Hydro prévoit investir annuellement, au cours des dix prochaines années, 1 % du coût de remplacement intégral du réseau.

Le secteur de la distribution de BC Hydro est chargé d'acquérir, au moindre coût possible, l'électricité nécessaire pour répondre à la demande intérieure, ainsi que d'exploiter, d'entretenir et d'améliorer son réseau de distribution. À l'instar des autres services de distribution, elle doit soumettre un plan de coordination (Integrated Electricity Plan) à la BCUC pour l'informer de quelle façon elle entend répondre à la demande future. Le plan de coordination énonce les perspectives de l'offre et de la demande, les ressources possibles, et un plan d'action englobant l'examen des différentes solutions de production et de transport qu'elle peut mettre en oeuvre pour assurer que les ressources les moins coûteuses soient disponibles pour répondre à la demande prévue.

Producteurs d'électricité indépendants

La plupart des producteurs indépendants fournissent de l'électricité à BC Hydro uniquement par voie de contrats d'achat. Certains contrats sont assortis d'attentes expresses en matière de capacité et de livraison d'énergie afin d'inciter les producteurs à produire de manière fiable. Ainsi, un appel d'offres en cours concernant de nouvelles installations de production pour la desserte de l'île de Vancouver exige un taux de disponibilité de 97 % durant les mois d'hiver et prévoit des amendes en cas de rendement inacceptable.

Grands consommateurs

BC Hydro offre un service de compression d'appel de charge qui permet aux clients industriels de réduire leurs coûts d'énergie en répartissant la charge et à BC Hydro de comprimer la charge dans certaines situations lorsqu'il est nécessaire de le faire. De plus, le plan énergétique oblige BC Hydro à introduire des tarifs « en escalier » suivant lesquels plus les grands clients industriels consomment de l'électricité, plus les tarifs sont élevés. Les signaux de prix découlant de cette structure tarifaire devraient contribuer à réduire la demande à longue échéance.

3.1.2 Enjeux

Adéquation de la production

La planification énergétique fait en sorte que les ressources nécessaires à la production soient disponibles en quantités suffisantes pour répondre aux besoins annuels. La planification de la capacité assure que cette dernière soit suffisante pour répondre à la demande de pointe annuelle et éviter les pertes de charge garantie, après prise en compte des impondérables. Or, selon qu'un certain nombre de facteurs se matérialiseront ou non, on prévoit des pénuries, de capacité et d'énergie, pour la période allant de 2006 à 2013. Il y a un autre facteur dont la planification doit tenir compte : le gouvernement a enjoint les distributeurs, y compris BC Hydro, à viser volontairement l'acquisition de 50 % de leurs nouveaux approvisionnements à partir de sources d'électricité « propres »[25] d'ici les dix prochaines années. Les interconnexions de la Colombie-Britannique avec d'autres réseaux constituent une autre option d'équilibrage. Elles permettent d'importer de l'électricité lorsqu'il est moins

25 L'énergie éolienne, solaire, marémotrice, houlomotrice ou géothermique, les piles à combustibles, les petites centrales hydroélectriques, la cogénération et les combustibles autres que fossiles (l'hydrogène par exemple).

avantageux financièrement de produire de l'hydroélectricité ou d'accroître la production des centrales thermiques.

BC Hydro a pris les initiatives suivantes pour répondre aux hausses de demande : le programme Power Smart (gestion de la consommation); le programme Resource Smart (remise à neuf d'installations existantes); des demandes pour de nouveaux projets de production faisant appel à de l'énergie verte ou de la production par les consommateurs; de la capacité supplémentaire sur l'île de Vancouver. En outre, jusqu'en 2007, les importations joueront un rôle important dans la réalisation d'un bilan énergétique favorable du réseau. Le plan de coordination que BC Hydro a récemment déposé fait état de son intention de procéder à l'examen du réseau en vue de déterminer le meilleur moment d'ajouter une capacité supplémentaire à ses centrales hydroélectriques Revelstoke et Mica.

Conformément au plan énergétique, BC Hydro achètera de l'électricité au secteur privé, dont on s'attend qu'il fournira d'autres ressources de production. Les producteurs indépendants construiront vraisemblablement de nouvelles installations de production s'il est rentable de conclure des contrats d'achat à long terme. Le processus d'acquisition de ressources de BC Hydro comporte une multitude d'objectifs et d'intervenants qui pourraient influer sur la capacité de l'entreprise de mettre ces nouvelles installations en service aux moments qui conviendront le mieux. En pareil cas, selon la période de l'année, elle pourrait être obligée d'importer de l'électricité pendant un certain temps, ce qui pourrait se révéler plus coûteux que la production intérieure.

Bien qu'il soit possible de se fier aux importations pour remédier à la plupart des pénuries d'énergie ou de capacité, certaines régions, l'île de Vancouver par exemple, ne peuvent pas accueillir toutes les installations qui seraient nécessaires. On prévoit donc une pénurie de capacité sur l'île de Vancouver dès 2007-2008 en raison de la croissance de la demande et de la réforme prévue d'une ligne haute tension à courant continu venant du continent. BC Hydro étudie les solutions d'augmentation de la capacité sur l'île qui s'offrent à elles. Toutefois, tant que la capacité ne sera pas accrue, la fiabilité du service d'électricité sur l'île de Vancouver pourrait être compromise si des situations imprévues venaient à limiter la capacité de transporter de l'électricité depuis le continent. À titre de solution, BC Hydro examine la possibilité de construire une nouvelle ligne de transport sous-marine à CA à 230 kV et de prolonger la durée de vie utile de la ligne de transport haute tension à CC.

Transport

La nature et l'âge du réseau de transport représentent un défi pour la BCTC en ce qui concerne la fiabilité. L'intensification des échanges commerciaux et les enjeux découlant de la complexité du marché de gros font en sorte que les interconnexions doivent fonctionner à un niveau optimal. Compte tenu des exigences imposées par la croissance de la charge, et en vue d'éviter que les installations de transport deviennent un goulot d'étranglement qui nuise à l'aménagement de nouvelles centrales, on étudie la possibilité de construire des installations avant même que la capacité soit requise. On s'assurera en outre que le réseau sera adéquat en prévision des Jeux olympiques d'hiver de 2010.

Un des avantages d'un réseau hydroélectrique adaptable est la possibilité d'effectuer des échanges commerciaux en important de l'électricité lorsque les prix sont bas et en exportant lorsqu'ils sont élevés. Outre ses avantages économiques, l'accès aux importations est essentiel lorsque des événements imprévus agissent sur la stabilité et la fiabilité du réseau. Afin de conserver les avantages que ses interconnexions lui procurent, la Colombie-Britannique doit demeurer attentive au maintien de l'intégrité du grand réseau de transport régional et à l'évolution des règles du marché de gros de l'électricité aux États-Unis.

Le WECC assure actuellement la planification fondamentale et l'exploitation fiable du grand réseau régional. Plusieurs services d'électricité de l'Ouest, dont la BCTC, ont entrepris de créer une nouvelle organisation de transport régionale, l'OTR de l'Ouest. Un des aspects clés de la participation éventuelle de la Colombie-Britannique dans cette OTR est le maintien de la souveraineté de la province en la matière de même que sa compétence légale et opérationnelle. Si l'OTR de l'Ouest devenait réalité et que le gouvernement de la Colombie-Britannique décidait d'y participer, la BCTC collaborerait avec l'OTR de l'Ouest pour assurer la coordination sans heurts des importations et des exportations ainsi que la planification conjointe des améliorations. La BCUC conserverait son mandat de surveillance réglementaire des activités de la BCTC, y compris celle des modalités de son adhésion à l'OTR.

3.1.3 Résumé

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a mis en oeuvre un plan énergétique et une structure de marché qui comprennent le dégroupement de BC Hydro pour créer une entreprise de transport distincte. Le gouvernement et la BCUC veilleront respectivement à l'orientation et à la surveillance, tandis que la BCTC planifiera, exploitera et gérera le réseau de transport pour en assurer la fiabilité, entre autres objectifs. En plus d'entretenir les actifs de production patrimoniaux existants, BC Hydro sera chargée d'acquérir les ressources nécessaires pour répondre à la croissance de la demande. Selon le plan énergétique, le secteur privé aura la responsabilité de fournir de nouvelles ressources de production pour répondre aux besoins futurs. BC Hydro met la dernière main à un plan de coordination qui lui permettra d'établir la démarche qu'elle entend suivre pour satisfaire aux exigences d'approvisionnement futures. La BCTC fait front à des questions d'optimisation des interconnexions, de vieillissement des installations et de participation efficace aux activités des organismes commerciaux régionaux.

3.2 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

Les territoires représentent 40 % de la masse terrestre du Canada. Toutefois, leur densité de population est très faible alors que le Yukon compte 31 000 habitants, les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.) 42 000 et le Nunavut 29 000, pour un total de 102 000. Par conséquent, en dehors des réseaux de transport de charges plus concentrées au Yukon et dans les T.N.-O., il existe un grand nombre de collectivités isolées qui doivent s'en remettre à des centrales électriques alimentées au diesel et à des réseaux de distribution locaux.

Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

3.2.1 Yukon

En 2002, le Yukon a produit 313 GWh d'électricité, dont 88 % à partir de ressources hydrauliques, le reste provenant d'installations alimentées au diesel. La puissance installée, d'environ 130 MW, se répartissait principalement entre l'hydroélectricité (75 MW) et le diesel (55 MW). La capacité éolienne représentait moins de 1 MW.

La Société d'énergie du Yukon (SEY), une filiale de la Société de développement du Yukon, propriété de l'État, est le principal producteur d'électricité avec presque 90 % de la capacité totale, y compris toutes les installations hydroélectriques. En outre, elle détient et exploite deux réseaux de transport distincts dans les régions de Whitehorse-Aishinik-Faro et de Dawson City-Mayo. La société Yukon Electrical Company Limited (YECL), une filiale d'ATCO Electric, détient et exploite les autres installations de production dans les collectivités de moindre envergure. En dehors de la région de Dawson City, c'est YECL qui s'occupe surtout de la distribution au Yukon et en certains endroits, elle le fait à titre de client grossiste de la SEY.

La Régie des entreprises de service public du Yukon, dans le contexte de la *Loi sur les entreprises de service public*, surveille les activités de production et de distribution d'électricité. Cette loi prévoit que les sociétés déposent auprès de la Régie des entreprises de service public des rapports de fiabilité trimestriels et annuels sur la fréquence ainsi que sur la durée des pannes d'électricité touchant les clients. En plus de permettre de surveiller le rendement en matière de fiabilité, cette information est utilisée à l'interne à des fins de comparaison avec d'autres services publics.

Il y a eu réduction des coûts et une certaine amélioration de la fiabilité depuis la récente entrée en service de la ligne de transport Mayo-Dawson City. Les problèmes de fiabilité actuels découlent des pannes dans les collectivités isolées, sans mentionner les coûts liés au remplacement des installations alimentées au diesel.

3.2.2 Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.)

En 2002, les T.N.-O. ont produit 552 GWh d'électricité, dont une tranche d'environ 57 % provenait des services publics tandis que le reste dérivait de l'exploitation de sociétés minières ou du secteur pétrolier et gazier, soit pour utilisation directe, soit pour vente à des tiers. L'électricité ainsi produite provenait à 51 % de ressources hydrauliques, à 29 % d'installations alimentées au diesel et à 20 % d'installations alimentées au gaz naturel.

La Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (SETNO), une société d'État responsable devant le gouvernement des Territoires, est le principal producteur d'énergie électrique dans les T.N.-O. L'électricité provient de 27 réseaux, dont six installations hydroélectriques et deux réseaux de transport distincts, situés près de Hay River et de Yellowknife. Elle est aussi produite à partir d'installations alimentées au gaz naturel à Inuvik et à Norman Wells ou au diesel dans d'autres collectivités. Deux sociétés distinctes (filiales d'ATCO Electric) s'occupent de la distribution d'énergie dans les régions de Hay River et de Yellowknife ainsi que dans quatre autres collectivités isolées. La SETNO est responsable de la distribution ailleurs dans les Territoires.

En vertu de la *Loi sur la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest*, il incombe à la SETNO de produire, transporter et distribuer l'énergie dans les Territoires « de façon sûre, économique, efficace et fiable »[26]. La SETNO est réglementée par la Régie des entreprises de service public des T.N.-O. et

26 Traduction d'un extrait du Rapport annuel 2003 de la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest, p. 5 (rapport en langue anglaise).

est tenue de déposer de l'information sur son rendement en matière de fiabilité, plus précisément de fournir des renseignements au sujet des pannes touchant les clients.

Dans les collectivités éloignées, il faut prévoir des marges de réserve de 5 à 10 % afin de tenir compte des oscillations normales de la demande. Une marge de réserve suffisante doit aussi être disponible pour continuer de répondre à la charge de pointe en cas de panne de la plus importante installation. En plus des difficultés qu'il faut constamment surmonter sur le plan de la fiabilité du service dans les collectivités éloignées, il importe de tenir compte de la possibilité d'une croissance de la demande qui découlerait de la construction d'un gazoduc dans la vallée du Mackenzie.

3.2.3 Nunavut

Le Nunavut, qui faisait auparavant partie des Territoires du Nord-Ouest, a été créé en 1999. En avril 2001, la Nunavut Power Corporation (NPC) a assumé la responsabilité des opérations de l'est de la SETNO, les deux gouvernements territoriaux ayant conclu une entente sur la division des actifs et des passifs de cette société en vue de la création de deux nouvelles personnes morales. Depuis, la NPC est devenue une filiale de la Qulliq Energy Corporation, une société d'État créée par le territoire et dont le siège social est à Iqaluit.

La NPC fournit de l'électricité à 25 collectivités, toutes sur les côtes ou près de celles-ci. L'énergie est produite à partir d'installations alimentées au diesel, un carburant distribué par l'entremise de services de cabotage. Les activités de la NPC sont assujetties à la loi *Qulliq Energy Corporation Act* et les demandes de dépenses en immobilisations ou d'examen des taux doivent être étudiées par le Conseil d'examen des taux des entreprises de service.

Les problèmes de fiabilité découlent de l'absence d'un réseau routier qui fait qu'il est difficile de réagir aux impondérables au niveau de l'offre dans les cas où il n'y a pas de production auxiliaire ou lorsque la mise en production exige de se rendre sur place. L'adéquation de l'approvisionnement est une préoccupation constante compte tenu des taux de croissance de la population qui devraient normalement demeurer élevés et de l'augmentation de la demande d'électricité allant de pair avec une telle situation.

3.2.4 Résumé

Il n'existe pas d'interconnexions entre les différents territoires, ni avec les provinces ou les États-Unis. Les entreprises qui s'occupent de production et de transport d'énergie ne font donc pas partie du North American Electric Reliability Council. La proportion relativement élevée de la charge fournie à des collectivités isolées par la voie de sources individuelles d'approvisionnement représente un aspect unique de la fiabilité dans cette partie du pays.

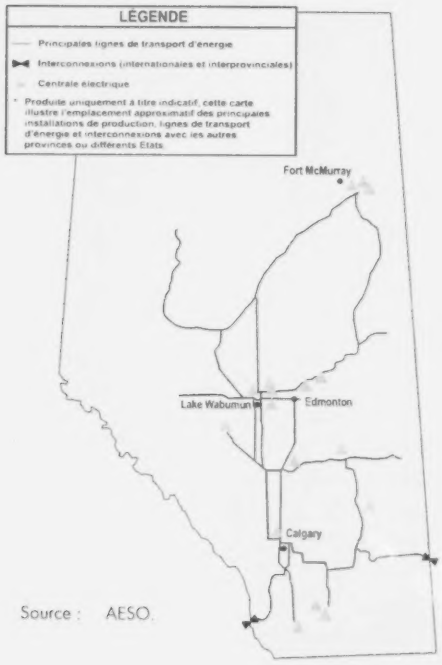
3.3 Alberta

Le monde de l'électricité se métamorphose alors que le gouvernement de l'Alberta poursuit ses efforts de restructuration, instaurant la concurrence dans les secteurs de la production et de la vente au détail, tout en défendant les monopoles réglementés dans ceux du transport de l'énergie et de sa distribution. Le marché de l'électricité en gros est déjà en régime de concurrence et la restructuration du secteur de la vente au détail devrait être complétée d'ici 2006.

Au même titre que l'économie albertaine, la charge électrique a connu une forte croissance au cours des dernières années. La demande de pointe a atteint un niveau record de 8 967 MW au cours de

FIGURE 3.4

Réseau de transport d'électricité de l'Alberta



Source : AESO.

l'hiver 2003-2004. L'électricité est principalement consommée par le secteur industriel (59 %), suivi du secteur commercial (23 %), puis des secteurs résidentiel et agricole (18 %). En tenant compte d'une augmentation annuelle moyenne prévue de 2 %, la demande de pointe pourrait atteindre 11 506 MW d'ici 2013.

En Alberta, la puissance installée atteint presque 11 194 MW[27]. La répartition des carburants de production s'établit approximativement comme suit : charbon - 49 %; gaz naturel - 38 %; ressources hydrauliques - 8 %; « autres » - 5 %. Depuis 1998, la capacité de production s'est accrue de 2 918 MW, avec alimentation au gaz naturel dans presque tous les cas. Une tranche de 68 % de la capacité totale provient d'anciennes entreprises de service public réglementées, tandis que le secteur industriel et les producteurs d'énergie indépendants comptent pour les 32 % restants. Les projets de production futurs sont surtout concentrés dans trois régions : cogénération près de Fort McMurray, alimentation au charbon près de Lake Wabumun et éoliennes dans le sud de la province.

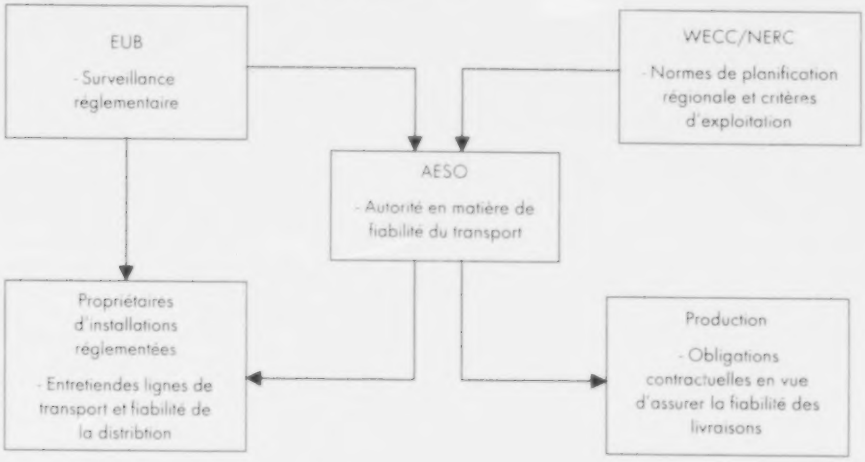
Le réseau de transport est constitué de 22 322 km de lignes d'énergie électrique et de 510 sous-stations. En général, la partie septentrionale de l'Alberta présente un surplus de production tandis qu'un déficit est enregistré dans sa partie méridionale, ce qui exige un transfert d'énergie du nord vers le sud. Le réseau de transport de l'Alberta, membre du WECC dans le contexte de la planification de la fiabilité et de l'exploitation, fait partie de l'interconnexion de l'Ouest. L'Alberta est reliée à cette interconnexion par la Colombie-Britannique et à celle de l'Est par la Saskatchewan. L'interconnexion avec la Colombie-Britannique consiste en une ligne à 500 kV et deux autres à 138 kV, pour une capacité d'importation de 1 200 MW et de 1 000 MW à l'exportation. Cependant, en tenant compte de la charge du réseau et des conditions d'exploitation, y compris la congestion au niveau du couloir Edmonton-Calgary, la capacité de transfert disponible (CTD) va de 0 à 715 MW pour les importations et de 0 à 700 MW pour les exportations. L'interconnexion avec la Saskatchewan consiste en une ligne de transport à 230 kV avec un raccord CC de 150 MW. La CTD de cette interconnexion, en fonction de la charge et des conditions d'exploitation, va de 0 à 150 MW.

3.3.1 Cadre de gestion de la fiabilité

Le gouvernement de l'Alberta, l'Alberta Electric System Operator (AESO) et l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta ont des rôles clés à jouer, qui consistent, respectivement, à donner des directives, gérer le réseau de transport d'énergie électrique et surveiller l'industrie, pour le marché de gros. Les propriétaires d'installations de production, de transport et de distribution s'acquittent des tâches essentielles que sont l'exploitation, l'entretien et l'amélioration de ces installations, en vue d'activités sûres et fiables.

27 Comprend la ville de Medicine Hat.

Cadre de gestion de la fiabilité en Alberta



La loi *Electric Utilities Act* définit le cadre général d'exploitation du secteur. Des aspects clés liés aux fonctions de fiabilité sont précisés pour l'AESO, l'EUB et les propriétaires d'installations. Il incombe au gouvernement, plus précisément à Alberta Energy, de proposer un cadre commercial devant faire en sorte que les Albertains et les Albertaines profitent, à long terme, d'un approvisionnement fiable en électricité à des prix concurrentiels. Par conséquent, Alberta Energy doit adopter une politique d'ensemble et fournir des directives générales, en apportant les modifications qui s'imposent aux lois en vigueur, comme ce fut le cas lorsque la loi *Electric Utilities Act* a été modifiée en 2003, afin de fournir des éclaircissements et de proposer des améliorations quant aux rôles des organismes du secteur, à l'appui d'un marché concurrentiel. En décembre 2003, une politique de développement du réseau de transport d'énergie (politique sur le réseau de transport d'énergie) a été mise en place pour faire la promotion d'un développement durable du réseau, avec de nouveaux règlements prévus pour 2004. Alberta Energy continuera de surveiller l'évolution de la situation dans le secteur de l'électricité, conjointement avec l'AESO et l'EUB, afin d'établir si des « changements de cap » sont requis.

Energy and Utilities Board de l'Alberta

Le mandat sur l'électricité de l'EUB comporte deux volets : assurer un développement des installations de production et de transport d'énergie qui soit à la fois sûr, responsable et efficace; faire en sorte que les services publics de distribution, comme l'AESO, procurent un service sûr et fiable, à des taux équitables et raisonnables. L'EUB étudie les propositions de développement de la production et du réseau de transport dans le contexte d'un processus d'audiences publiques, puis décide si ces propositions doivent être approuvées, modifiées ou rejetées. Des mesures du rendement en matière de fiabilité et des exigences de déclaration ont été adoptées pour les sociétés de distribution, tandis que les sociétés de production et de transport doivent faire état de toutes les grandes pannes. Enfin, en réaction à des plaintes du public, l'EUB peut passer en revue les pratiques d'exploitation ainsi que le mode de fonctionnement des sociétés réglementées de transport et de distribution pour s'assurer qu'elles ont bien adopté des démarches appropriées en matière de fiabilité.

Alberta Electric System Operator

L'AESO est responsable du contrôle du réseau de transport d'énergie, de la planification, de l'accès à ce réseau, du fonctionnement du pool et de l'affectation de la charge. Il lui faut s'acquitter de tâches

et de responsabilités distinctes pour voir à la fiabilité du réseau. L'AESO s'occupe de la planification à long terme en vue de prédire les besoins des participants au marché et d'élaborer des plans de transport qui permettront un accès au réseau efficace, fiable et non discriminatoire, ainsi que des expansions et des améliorations en temps opportun.

Eu égard à la fiabilité opérationnelle, le fonctionnement du réseau à court terme et la fonction de contrôle de l'AESO prévoient un certain nombre d'activités, notamment l'obtention et la gestion d'une réserve d'exploitation, la régulation de la tension, la planification des interruptions de service et un calendrier pour de telles interruptions. Dans le cadre de ses fonctions au niveau de la fiabilité, l'AESO collabore avec des propriétaires d'installations de production, de transport et de distribution sur des questions comme l'interconnexion, les programmes ou les calendriers d'entretien et les améliorations possibles (p. ex., nouvelles sous-stations) au réseau de transport.

L'Alberta est considérée comme une zone de contrôle du WECC. Comme plusieurs autres membres du WECC, l'AESO fait partie du Northwest Power Pool, lequel coordonne la répartition des réserves pour éventualités à l'échelle régionale. En outre, l'Alberta a signé l'entente au sujet du système de gestion de la fiabilité du WECC, qui exige le respect de normes précises à cet égard et qui prévoit l'imposition de sanctions en cas de non-conformité. Les critères de planification de l'AESO correspondent aux normes proposées par le WECC pour ce qui est de l'étude des besoins de la province.

Propriétaires d'installations

Les propriétaires d'installations de production, de transport et de distribution sont responsables des tâches essentielles que sont l'exploitation, l'entretien et l'amélioration de ces installations, en vue d'activités sûres et fiables. Afin de favoriser une production fiable, il est probable que les obligations contractuelles prévues dans les conventions d'achat d'électricité précisent des attentes en matière de livraison ainsi que les pénalités qui s'appliquent lorsque ces attentes sont déçues. La loi Electric Utilities Act exige également des propriétaires d'installations de transport d'énergie et de distribution qu'ils livrent l'électricité de façon sûre, fiable et économique.

Grands consommateurs

Il n'existe pas de programmes officiels dans la province visant à moduler les charges électriques dans le sens du travail accompli en vue de l'amélioration de la fiabilité du réseau. Cependant, grâce à la présence d'un signal de prix du marché, certains grands consommateurs réduisent leur consommation d'énergie (en général jusqu'à 300 MW) lorsque les prix atteignent des niveaux suffisamment élevés. Du fait que les prix sont habituellement plus élevés lorsqu'il y a peu d'écart entre l'offre et la demande, des baisses opportunes de la demande peuvent contribuer à une plus grande fiabilité du réseau dans son ensemble.

Une autre méthode utilisée par certains consommateurs pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement consiste à produire leur propre électricité. Dans certaines industries, comme la production de sables bitumineux, les coûts associés aux interruptions de service ou à une diminution de la qualité de l'énergie sont énormes. Dans plusieurs cas, les sociétés ont construit des installations de cogénération afin de réduire les risques découlant d'un recours exclusif au réseau de la province, tout en bénéficiant d'un accroissement des revenus en raison de la vente de l'énergie électrique excédentaire.

3.3.2 Enjeux

De toutes les contraintes associées à la restructuration du marché, les plus pertinentes, au niveau du maintien de la fiabilité à moyen et à long termes, portent sur la capacité de transport d'énergie ainsi que sur la viabilité du marché.

Capacité de transport

Depuis quelques années, les investissements dans les installations de transport n'ont pas suivi le taux de croissance de la demande d'électricité et ont été inférieurs à ceux effectués au niveau de la production. De 1985 à 2003, la demande de pointe a augmenté d'environ 4 000 MW alors qu'aucune amélioration majeure n'a été apportée au réseau de transport. Depuis 1998, la production s'est accrue d'environ 3 000 MW et des propositions ont été présentées en vue de l'ajout d'une autre tranche de 2 500 MW. En raison de la croissance de la demande et de la production, un début de congestion est perceptible en certains points du réseau de transport. Les contraintes actuelles et futures en matière de transport portent notamment sur : une capacité limitée dans les régions de Fort McMurray, du nord-ouest de l'Alberta et du sud-ouest de la province; la capacité de transfert aux interconnexions provinciales; une capacité de transport limitée du nord au sud. On s'attend à une congestion encore plus grande dans le couloir Edmonton-Calgary dès 2005. L'AESO a l'intention d'adopter des mesures temporaires afin de réduire l'incidence de la capacité de transport limitée au niveau des transferts d'énergie du nord au sud de manière que de nouvelles installations ne soient pas requises avant 2009.

Au cours des dernières années, un certain nombre d'améliorations à l'échelle régionale ont été apportées au réseau albertain. Les premiers calculs estimatifs indiquent que des investissements de 1,5 milliard de dollars sont requis de manière à pouvoir atteindre les objectifs visés par la politique sur le réseau de transport d'énergie. Cette politique stipule que le transport devrait être étayé jusqu'au point où 95 % des opérations de gros économiques prévues pourraient être réalisées sans occasionner de congestion et dans la mesure où les interconnexions pourraient permettre des importations ou des exportations conformes à leur capacité nominale dans des conditions normales.

La congestion et l'absence de capacité sur le réseau de transport peuvent constituer des obstacles à une expansion opportune de la production, en plus d'avoir des répercussions sur la fiabilité d'exploitation du réseau. Des améliorations du réseau de transport d'énergie sont essentielles, mais les vues divergent, pour ce qui est des exigences de capacité supplémentaire, en termes d'envergure et d'échéancier. Les mésententes portent principalement sur l'objectif précis à atteindre ainsi que sur les coûts et les montants requis. On s'attarde aussi beaucoup sur l'établissement de tracés détaillés et sur les évaluations environnementales.

Viabilité du marché à long terme

Avant la restructuration, un taux de rendement réglementé permettait de stimuler les investissements dans la production car il était possible de construire des installations qui seraient rentables presque à coup sûr. Désormais, les investisseurs doivent tenter de prévoir si les revenus produits, pendant la durée de vie utile des installations, leur permettront de recouvrer leurs coûts et de dégager un certain rendement. Nombreux sont ceux qui préfèrent réduire les risques au minimum grâce à des contrats d'achat d'électricité à long terme qui leur procurent des revenus prévisibles. Néanmoins, sur le marché albertain actuel, les sociétés de vente au détail et de distribution ne se sont généralement pas engagées dans la voie de nouvelles ententes à long terme. Un obstacle s'opposant à l'accroissement du nombre de contrats d'achat à long terme est le crédit substantiel qui est requis, d'autant plus qu'un certain nombre d'acheteurs d'énergie ont déjà pris des dispositions pour l'achat d'énergie à long terme.

En l'absence de dispositions d'achat à long terme, les investisseurs s'exposent au risque de revenus imprévisibles. Une période prolongée de prix élevés pourrait être nécessaire pour les convaincre que de nouvelles installations de production seront à l'origine de rendements appropriés. Toutefois, de telles périodes ont de graves répercussions sur les marchés industriel, commercial et résidentiel, car le tollé qui pourrait s'ensuivre risque d'être à l'origine d'une réaction politique. Les investisseurs pourraient être encore plus hésitants si une intervention gouvernementale diminue davantage leur capacité à prédire la viabilité à long terme de nouvelles installations de production.

La méfiance des investisseurs pourrait entraîner une longue période de production insuffisante qui compromettrait la fiabilité du réseau. Même si pour l'instant les propositions de production sont nombreuses en Alberta, de nouvelles installations seront requises à moyen et à long termes pour : maintenir des marges de réserve appropriées; remplacer les installations vieillissantes et périmées; répondre à une demande croissante. Parce que le délai d'exécution est tellement long pour la construction de nouvelles installations de production avec infrastructure de transport à l'appui, il faut que cette question soit réglée à court terme. Alberta Energy, l'AESO et l'administrateur de surveillance du marché[28] évaluent la situation, puis organiseront des débats sur la politique et son élaboration avec les intervenants de l'industrie en 2004.

3.3.3 Résumé

De nombreuses organisations jouent un rôle lorsqu'il s'agit d'assurer la fiabilité du transport de l'électricité, des producteurs jusqu'aux consommateurs. Le gouvernement fournit des directives et l'EUB s'occupe de surveiller l'industrie tandis que l'AESO joue le rôle d'exploitant du réseau de transport d'électricité, de planificateur et d'autorité de fiabilité. Par ailleurs, les propriétaires d'installations doivent s'acquitter des tâches essentielles que sont l'exploitation, l'entretien et l'amélioration de leurs réseaux, en vue d'activités sûres et fiables.

Ces dernières années, le marché de l'électricité a été caractérisé par une croissance régulière de la charge, des augmentations remarquables des investissements au niveau de la production et des investissements plus modestes en transport d'énergie. En réaction à une congestion du réseau de plus en plus grande, une politique sur le réseau de transport a été mise en place afin d'en favoriser l'expansion. De façon à continuer d'attirer les investissements requis au niveau de la production, un moyen d'assurer la prévisibilité du marché à long terme est à l'étude.

3.4 Saskatchewan

Saskatchewan Power Corporation (SaskPower ou la société), société d'État de la Saskatchewan et principal fournisseur d'électricité dans cette province, est un service public intégré verticalement qui s'occupe de production, de transport et de distribution. SaskPower propose un libre-accès et a adopté un tarif d'accès ouvert au réseau de transport (TAORT) de façon à répondre aux exigences de réciprocité de la FERC. De cette manière, des fournisseurs de l'extérieur de la Saskatchewan, les services publics municipaux de Saskatoon et de Swift Current ainsi que des producteurs d'énergie indépendants reliés au réseau électrique peuvent avoir accès aux installations de transport pour acheminer de l'électricité à des clients grossistes de la province ou d'ailleurs. Ni la société, ni la province, ne prévoient restructurer le marché davantage.

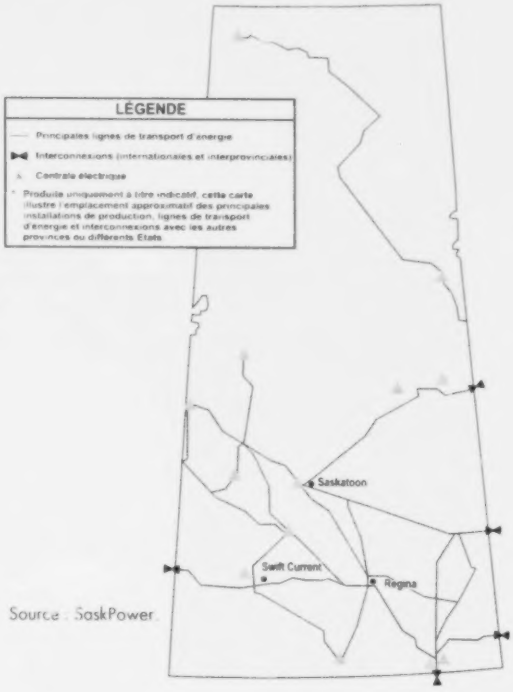
28 Le mandat de l'administrateur consiste à assurer l'exploitation efficace du marché de l'électricité en Alberta en régime de concurrence juste et équitable.

L'électricité répond à environ 17 % des besoins en énergie de la province. L'électricité produite dans la province est consommée, pour plus de la moitié, par le secteur industriel, tandis que la consommation des secteurs commercial et résidentiel s'établit dans chaque cas autour de 25 % de la production. En 2002, la demande de pointe pour de l'électricité en Saskatchewan a atteint 2 800 MW.

SaskPower exploite 15 installations de production, avec une puissance installée approximative de 3 000 MW. Le réseau comprend quatre centrales thermiques de base, sept centrales hydroélectriques, trois centrales de pointe et une centrale éolienne. L'électricité produite par SaskPower dérive de l'utilisation de combustibles fossiles dans une proportion d'environ 70 %, le reste étant surtout attribuable à des ressources hydroélectriques. En outre, SaskPower obtient 500 MW supplémentaires d'énergie grâce à des coentreprises et à des conventions d'achat d'électricité à long terme.

FIGURE 3.4

Réseau de transport d'électricité de la Saskatchewan



Source : SaskPower

SaskPower gère un réseau de lignes de transport (d'au moins 72 kV) d'une longueur de 12 026 km. La Saskatchewan est reliée à l'Alberta grâce à une ligne à courant continu asynchrone à 230 kV, d'une capacité de transfert nominale de 150 MW. Une ligne à double circuit à 110 kV et trois lignes à 230 kV chacune relient la Saskatchewan au Manitoba. La capacité de transfert totale est de 550 MW de la Saskatchewan au Manitoba et de 525 MW dans le sens inverse. Une ligne à 230 kV relie la province au Dakota du Nord, avec une capacité de 165 MW de cet État vers la Saskatchewan et de 215 MW dans l'autre direction. Puisqu'elles sont interdépendantes, les capacités en provenance du Manitoba et du Dakota du Nord ne peuvent être utilisées simultanément. La Saskatchewan se trouve à l'extrémité de la région du Mid-Continent Area Power Pool (MAPP), qui comprend le Manitoba à l'est et plusieurs États américains au sud, de sorte que les perturbations dans cette région ne la touchent pas de trop près.

3.4.1 Cadre de gestion de la fiabilité

En Saskatchewan, il n'existe pas d'organisme de réglementation provincial qui surveille les activités du service public. Cependant, SaskPower est régie par la loi *The Power Corporation Act* et est assujettie aux dispositions de la loi *The Crown Corporation Act*, laquelle donne à Crown Investments Corporation (CIC) d'importants pouvoirs en ce qui concerne l'orientation que SaskPower doit privilégier. La loi *Power Corporation Act* autorise la société à adopter les normes, règles ou directives appropriées aux niveaux de l'exploitation, de la planification et de la conception de ses installations de transport d'énergie ou de production à l'intérieur d'un réseau électrique régional intégré. La société a

également la possibilité de devenir et de demeurer membre d'une organisation régionale intégrée de sociétés d'électricité.

Lorsque les directives d'orientation du législateur l'exigent, SaskPower demande à la CIC et au conseil des ministres de la province d'examiner, pour approbation, des décisions prises en matière d'investissement et de gestion du rendement. Le régime réglementaire de surveillance se trouve sous l'égide de deux organismes : la commission d'examen des taux de la Saskatchewan, un organisme d'étude indépendant qui peut présenter des recommandations au sujet des taux d'électricité groupés (approuvés par le conseil des ministres); un groupe de discussion avec les clients sur le TAORT, qui traite des questions associées aux taux et aux tarifs de transport. Au nombre des intervenants dans ce groupe, il faut noter le ministère de l'Industrie et des Ressources de la Saskatchewan, des membres du secteur et des regroupements pouvant choisir d'autres fournisseurs (même si aucun ne l'a fait). Conformément à une nouvelle structure de gouvernance annoncée en septembre 2003, la société relève d'un ministre spécifiquement responsable de SaskPower plutôt que de celui responsable de la CIC. Un conseil d'administration indépendant continue d'assurer la transparence de la société et d'en surveiller les activités.

SaskPower établit ses propres normes de fiabilité et présente chaque année un rapport au MAPP portant sur le programme de conformité du NERC. Elle respecte les pratiques de l'industrie lorsqu'il lui faut établir le niveau de ses réserves de production et elle adhère, à titre non officiel, au MAPP, actuellement de façon volontaire. SaskPower a décidé d'adopter officiellement les normes du NERC et de participer aux travaux de ses organismes de fiabilité en matière de transport d'énergie. Des mesures de fiabilité sont intégrées à la section du tableau de bord équilibré dans le rapport annuel de SaskPower.

SaskPower est responsable de toutes les questions de fiabilité à l'intérieur du réseau intégré. Elle planifie à long terme et produit des prévisions d'adéquation sur dix ans, tant au niveau de la production qu'à celui du transport. SaskPower respecte un processus établi pour l'amélioration constante de son centre de commande, des logiciels qu'elle utilise ainsi que des technologies auxquelles elle a recours pour le contrôle de la production et de l'ensemble du réseau interconnecté. La fiabilité des activités quotidiennes est favorisée grâce à la formation offerte et au respect des normes adoptées. Par ailleurs, la société a élaboré des plans d'intervention détaillés pour faire face à toute perturbation majeure du réseau.

3.4.2 Enjeux

Au moment où elle a planifié son réseau afin de répondre aux besoins énergétiques de l'avenir, SaskPower pouvait y intégrer de nouvelles installations de production ou tout simplement élargir les réseaux de transport en vue de favoriser les échanges commerciaux. La Saskatchewan a augmenté sa capacité de production et à l'heure actuelle, elle dispose d'énergie en abondance.

En dépit d'une énergie abondante, SaskPower éprouve parfois certains problèmes qui émanent des sources de production. Même si les réserves définies sont suffisantes pour assurer une grande fiabilité, la Saskatchewan bénéficie d'interconnexions qui améliorent encore cet aspect et permettent des échanges commerciaux. Étant donné que SaskPower fait partie d'un réseau interconnecté, elle peut s'en remettre à ce réseau pour obtenir l'électricité qui lui permettra de répondre à certains de ses besoins. Par conséquent, ses clients sont très peu touchés par d'éventuelles pannes. Cette situation fait en sorte que la province a intérêt à continuer de faire partie de ce réseau électrique interconnecté élargi.

La Saskatchewan bénéfice aussi d'échanges commerciaux saisonniers et dispose d'électricité excédentaire pour exportation. Pour s'assurer qu'elle peut continuer d'exporter de l'électricité aux États-Unis, la province s'est pliée aux exigences de la FERC pour un libre-accès. Les organisations de transport régionales (OTR) comme le Midwest Independent Transmission System Operator (MISO) aux États-Unis ne répondent pas aux besoins de la Saskatchewan, ayant intégré à la fois les aspects du commerce et de la fiabilité des réseaux de transport. Il découle d'une telle situation des incertitudes et un manque de transparence lorsque SaskPower doit établir un degré de participation approprié à l'intérieur du réseau de production-transport d'électricité. SaskPower évalue les diverses possibilités qui s'offrent à elle pour assurer une participation appropriée qui soit conforme aux exigences de fiabilité régionale et du NERC.

Il y a environ deux ans, SaskPower a entrepris à l'interne un examen de la fiabilité. En février 2004, le conseil d'administration de SaskPower a approuvé une démarche visant l'adoption des normes du NERC par la société. Ce faisant, SaskPower accédera au rang des autorités de fiabilité agréées par le NERC et prévoit adhérer à la Midwest Reliability Organization (MRO), qui devrait normalement remplacer le MAPP, lorsque cette organisation formera le nouveau conseil régional sur la fiabilité.

3.4.3 *Résumé*

La Saskatchewan produit suffisamment d'électricité pour répondre à sa propre demande de pointe de façon fiable et pour bénéficier du réseau interconnecté, en en tirant des avantages économiques ainsi que sur le plan de la fiabilité. SaskPower a adopté ses propres normes de fiabilité pour régir son réseau, mais elle en est venue à la conclusion que la démonstration, de façon indépendante, du respect de normes de fiabilité acceptées à l'échelle de l'industrie, comme celles du NERC, constituait désormais un atout commercial de taille. Ses objectifs en matière de fiabilité visent à assurer la fiabilité de ses activités quotidiennes, une planification à long terme appropriée et la définition d'un rôle à la hauteur dans le contexte d'un réseau interconnecté élargi.

FIGURE 3.7

Réseau de transport d'électricité du Manitoba

Source : Hydro-Manitoba

3.5 Manitoba

Hydro-Manitoba est une société d'État et la seule entreprise à proposer des services d'alimentation en électricité au Manitoba. Ce service public à intégration verticale s'occupe de production, de transport et de distribution dans toute la province. Les tarifs de l'électricité au détail d'Hydro-Manitoba sont assujettis à un examen réglementaire de la part de la Régie des services publics. Hydro-Manitoba offre un libre-accès à ses services de transport, ses fonctions sont dégroupées (c.-à-d. que le transport est exploité indépendamment des autres fonctions) et elle ne prévoit pas que cette structure évoluera davantage.

L'électricité répond à environ 24 % des besoins en énergie de la province.

L'électricité produite est consommée dans une proportion d'environ 40 % par chacun des secteurs résidentiel et industriel, tandis que la consommation du secteur commercial s'établit autour de 20 % de la production. En 2003, la demande de pointe pour de l'électricité au Manitoba a atteint un niveau record, soit 3 916 MW.

Dans la province du Manitoba, la puissance installée s'élève aux alentours de 5 475 MW. L'énergie est produite dans une proportion de plus ou moins 95 % à partir de 14 centrales hydroélectriques. La tranche restante de 5 % provient de centrales thermiques et de sources d'énergie de remplacement. Le réseau a été conçu de manière que le Manitoba puisse répondre à ses besoins en énergie même lorsque les conditions hydriques sont très défavorables au cours d'une année. Par conséquent, lorsque des conditions normales prévalent, Hydro-Manitoba dispose d'énergie hydroélectrique excédentaire à exporter.

Hydro-Manitoba gère un réseau de lignes de transport d'une longueur de 9 293 km ainsi que 11 interconnexions. Une ligne de rayonnement à double circuit à 110 kV et trois lignes à 230 kV chacune la relient à la Saskatchewan. La capacité de transfert totale des trois lignes à 230 kV est de 525 MW du Manitoba à la Saskatchewan et de 550 MW dans le sens inverse. L'interconnexion entre le Manitoba et l'Ontario est assurée au moyen de deux lignes d'énergie électrique à 230 kV ainsi que d'une ligne asynchrone à 115 kV. La capacité maximale de transfert s'établit à 300 MW. Une ligne à 500 kV et trois autres à 230 kV assurent la liaison avec les États-Unis. Leur capacité nominale est de 2 175 MW, mais la capacité d'importation se limite à 900 MW.

Le Manitoba est une zone de contrôle du MAPP, qui comprend aussi la Saskatchewan à l'ouest et plusieurs États américains au sud. Hydro-Manitoba a signé des ententes d'interconnexion avec les réseaux adjacents. Les planificateurs de tous ces réseaux se rencontrent chaque année et une politique de « bon voisinage » s'applique dans la plupart des cas au sujet des mesures prises par un exploitant qui pourraient avoir des incidences sur les voisins.

3.5.1 Cadre de gestion de la fiabilité

La société est régie par la *Loi sur l'Hydro-Manitoba*, qui stipule que son objet est « d'assurer le maintien d'une réserve d'énergie permettant de répondre aux besoins de la province... ». Hydro-Manitoba (ou la régie) doit s'engager dans la voie de l'économie et de l'efficacité, puis faire la promotion de ces principes, qu'il s'agisse de développement, de production, de transport, de distribution ou d'approvisionnement, ainsi qu'auprès des utilisateurs finals de l'énergie. Un conseil indépendant, nommé par décret du lieutenant-gouverneur en conseil, a le pouvoir de s'acquitter des fonctions et des tâches précisées dans la loi. Cette loi donne à Hydro-Manitoba la possibilité d'adopter, de coordonner et d'imposer des normes ainsi que des règles en matière de sécurité, de fiabilité et de contrôle de la qualité pour les lignes interconnectées de distribution ou de transport. Hydro-Manitoba est responsable d'assurer à tous égards la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, notamment dans les contextes de la planification du réseau et de l'exploitation des installations de production, de transport et de distribution de l'énergie. En sa qualité de membre du MAPP, Hydro-Manitoba participe au réseau commun de réserves de production du MAPP et aux travaux de son conseil régional sur la fiabilité, pour la région du NERC. Hydro-Manitoba doit donc respecter les normes d'exploitation et de planification du NERC ainsi que du MAPP, en plus d'être assujettie au programme d'évaluation de la conformité à l'échelle régionale.

En septembre 2001, Hydro-Manitoba a signé une convention de coordination avec MISO et est devenue la première province à adhérer à une OTR. Toutefois, à l'inverse des membres américains de MISO possédant des installations de transport, Hydro-Manitoba n'a pas confié à l'organisation le contrôle opérationnel de ses installations. Conformément aux dispositions de la convention de

coordination, Hydro-Manitoba achète à MISO des services de coordination de la fiabilité et d'administration des tarifs. Les parties ont également convenu de coordonner les marches à suivre pour la gestion de la congestion ainsi que les prix des services de transport de façon à éliminer tout manque de transparence entre les régions tarifaires de MISO et le Manitoba. Grâce aux services de coordination de la fiabilité fournis, MISO est en mesure de surveiller les installations clés et d'offrir certains conseils à Hydro-Manitoba au sujet des mesures correctives à prendre au besoin. MISO se penche en outre sur des problèmes à l'extérieur du réseau d'Hydro-Manitoba et peut, par exemple, engager un processus d'allégement au niveau du transport de l'électricité pour des interfaces qui touchent les activités de la régie. Des économies et des gains d'efficacité peuvent être réalisés, à l'égard de certaines fonctions au niveau de la fiabilité, en raison de l'étroite interconnexion du réseau électrique et du grand nombre de participants.

La planification à long terme est assurée par Hydro-Manitoba, en coordination avec MISO. Hydro-Manitoba fournit aussi des renseignements propres à la planification du transport d'énergie au MAPP, qui se sert de cette information et des données que d'autres services publics lui remettent afin de produire des plans régionaux à long terme sur l'étayage du réseau et son élargissement. En outre, Hydro-Manitoba est responsable de la connexion des installations de production à son réseau de transport d'énergie.

De façon à produire des plans rentables d'expansion de la production, Hydro-Manitoba a recours à la gestion de la consommation, à des compressions de la charge et à des programmes d'efficacité au chapitre de l'approvisionnement. Par exemple, le service public consent une remise aux grands consommateurs qui sont en mesure de diminuer leur consommation d'énergie lorsque requis. Hydro-Manitoba a également adopté le programme Éner Sages[29], qui invite les consommateurs à économiser l'énergie. L'électricité ainsi sauvegardée peut être exportée à court terme et permettre un accroissement des revenus ainsi qu'une diminution des tarifs domestiques. À plus longue échéance, de telles économies font que de nouvelles installations sont moins nécessaires. Le programme Éner Sages a par la suite été intégré à une initiative de développement énergétique plus étendue du gouvernement provincial.

3.5.2 *Enjeux*

Tel que l'illustre la figure 3.5, la production est principalement concentrée dans le nord du Manitoba alors que la charge est en grande partie confinée au sud de la province. Deux lignes qui transportent actuellement 70 % de l'énergie produite au Manitoba passent par une même emprise à l'ouest du lac Winnipeg. Ces lignes permettent d'acheminer vers le sud l'électricité produite au nord de la province. Une telle situation menace la fiabilité de l'approvisionnement puisqu'un phénomène unique pourrait mettre les deux lignes hors service. Par exemple, des conditions météorologiques extrêmes comme une tempête de verglas pourraient avoir une incidence sur les deux lignes en même temps. Hydro-Manitoba évalue de nouvelles possibilités de production et envisage la construction d'une nouvelle ligne qui emprunterait elle aussi un axe Nord-Sud, mais elle passerait du côté est du lac Winnipeg, bien loin des lignes existantes.

Habituellement, le Manitoba exporte plus de 30 % de sa production d'électricité. Toutefois, en 2003, en raison de piètres conditions hydriques, Hydro-Manitoba a importé davantage d'énergie qu'elle n'en a exportée. Hydro-Manitoba a besoin d'un accès fiable à d'autres réseaux énergétiques de façon à pouvoir atteindre un vaste marché qui lui permettra de réaliser les opérations les plus rentables possibles pour ses exportations et ses importations. Le libre-accès aux réseaux de transport d'énergie des États-Unis exige d'Hydro-Manitoba qu'elle fournisse des services comparables, en fonction de sa

29 Pour un complément d'information sur ce programme : www.hydro.mb.ca .

capacité, à des modalités semblables. Au fil de l'évolution des normes de fiabilité du NERC et du MAPP, Hydro-Manitoba, en sa qualité de membre du MAPP, est obligée d'adopter les modifications prévues pour l'ensemble du réseau. Conséquemment, Hydro-Manitoba suit de près les activités des organisations américaines sur la fiabilité et l'exploitation auxquelles elle adhère, en plus de surveiller la situation à l'échelle régionale, que ce soit en matière de fiabilité ou au niveau des questions commerciales et des services de transport.

3.5.3 Résumé

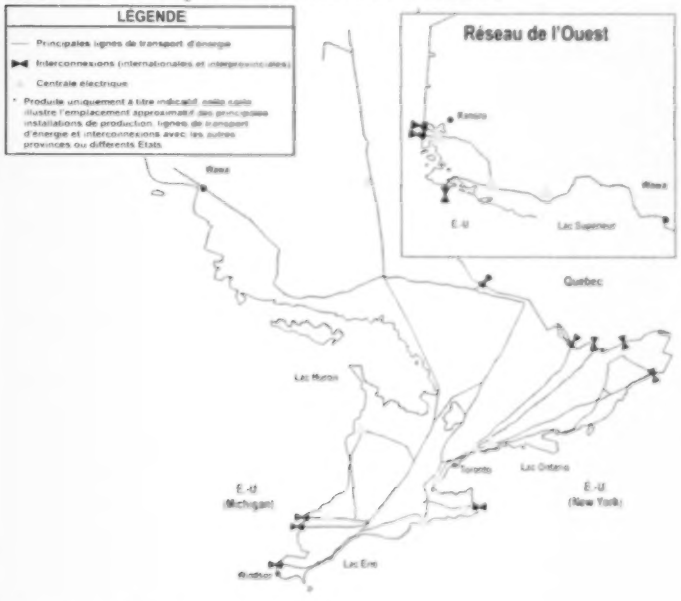
En tant que service public à intégration verticale, Hydro-Manitoba continuera d'être responsable de la fiabilité dans la province. Des ententes d'interconnexion ainsi que la participation au MAPP et à MISO dicteront en grande partie de quelle façon seront traitées les préoccupations relatives à la fiabilité du réseau interconnecté. Même si le Manitoba profite de sa participation à l'OTR, cette province doit aussi faire face aux contraintes des exigences qui découlent d'une telle participation, maintenir un libre-accès et s'assurer qu'il est tenu compte de ses propres intérêts à l'intérieur des organisations américaines.

3.6 Ontario

Avec l'ouverture du marché de l'électricité le 1er mai 2002 en Ontario, cette province a délaissé complètement la structure classique dominée par une seule entreprise de service public intégrée verticalement, Ontario Hydro, au profit d'un dégroupement avec séparation claire entre les sociétés de production, de transport et de distribution. Les activités du marché de gros au comptant, où les prix sont établis en fonction des forces en présence, au même titre que celles du réseau de transport, sont supervisées par la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ). La SIGMÉ et tous les participants au marché de l'électricité (producteurs, transporteurs, distributeurs, grossistes et revendeurs) sont assujettis au régime de surveillance de la Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO).

FIGURE 3.8

Réseau de transport d'électricité de l'Ontario



Source : Hydro One, Ontario Power Generation

Le dégroupement procure un accès direct au marché de l'électricité en gros de l'Ontario pour les producteurs et les acheteurs du réseau de production-transport d'électricité, ceux-ci étant principalement des services publics de distribution et d'imposants clients industriels. Vendeurs et acheteurs des provinces ou États voisins interconnectés peuvent

également être actifs sur ce marché. Hydro One, qui détient et exploite environ 97 % du réseau de transport d'énergie en Ontario sous l'égide de la SIGMÉ, arrive aussi au premier rang des sociétés de distribution, desservant un grand nombre de clients ruraux et diverses collectivités[30].

En outre, le marché ontarien permet la concurrence au niveau de la vente au détail, les revendeurs pouvant avoir accès aux clients reliés au réseau de distribution et conclure des contrats de vente d'électricité, dont les modalités varient. Compte tenu du plafond imposé aux prix de détail en novembre 2002, puis modifié en novembre 2003, la concurrence s'est beaucoup effritée à ce niveau et plusieurs revendeurs ont quitté le marché (du moins temporairement). Les clients à fort volume continuent de conclure des ententes directement avec les producteurs et les négociants en électricité ou de s'approvisionner aux prix du marché au comptant. Le gouvernement a enjoint la CÉO d'établir de nouveaux mécanismes d'établissement des prix qui devront être adoptés au plus tard le 1er mai 2005.

À 139 TWh, l'électricité compte pour 18 % de la demande énergétique des utilisateurs finals en Ontario, cette consommation étant répartie également entre les secteurs résidentiel (33 %), commercial (33 %) et industriel (34 %).

La demande varie selon les saisons, étant plus élevée en été et en hiver, puis moindre au printemps et à l'automne. La pointe de presque 25 000 MW atteinte en janvier 2004 est quasi identique à celle enregistrée pour l'été, en juillet et août[31]. La capacité de production en janvier 2004 était de 30 400 MW et provenait de centrales nucléaires (36 %), hydroélectriques (25 %), au charbon (25 %) ou alimentées au gaz naturel et au pétrole (13 %). Les autres sources d'énergie, notamment éolienne et géothermique, comptaient pour moins de 1 %. La capacité est sujette à des compressions en temps réel d'environ 2 500 MW, qu'il s'agisse d'interruptions prévues ou d'autres facteurs comme une production hydroélectrique en deçà de la capacité nominale[32].

Le marché est approvisionné grâce à un réseau de transport de 29 000 km. Ce réseau comprend un ensemble de lignes à 500 kV, 230 kV et 115 kV, dans le centre et dans le sud de l'Ontario, ainsi que d'autres lignes d'énergie électrique à 230 kV et 115 kV dans le nord-ouest de la province, jusqu'aux frontières avec le Manitoba et le Minnesota.

Les interconnexions avec les provinces et États voisins permettent aux sociétés ontariennes de conclure des opérations commerciales, de profiter de conditions optimales pour ce qui est de la construction ou de l'utilisation d'installations de production et d'améliorer le degré de fiabilité du réseau de transport. La capacité de transfert au niveau des importations s'établit à entre 4 000 MW et 5 300 MW en été, tandis qu'en hiver elle varie entre 4 700 MW et 5 500 MW. À l'exportation, cette capacité va de 4 000 MW à 4 600 MW en été et de 4 500 MW à 5 900 MW en hiver. La capacité de transfert est plus grande avec le Michigan, l'État de New York et le Québec, puis viennent le Manitoba et le Minnesota[33].

3.6.1 Cadre de gestion de la fiabilité

C'est à la SIGMÉ qu'il incombe d'assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, sous le régime de surveillance de la Commission de l'énergie de l'Ontario.

30 Les autres sociétés de transport dûment autorisées sont Great Lakes Power, Canadian Niagara Power (Fortis), Cat Lake Power et Five Nations Energy.

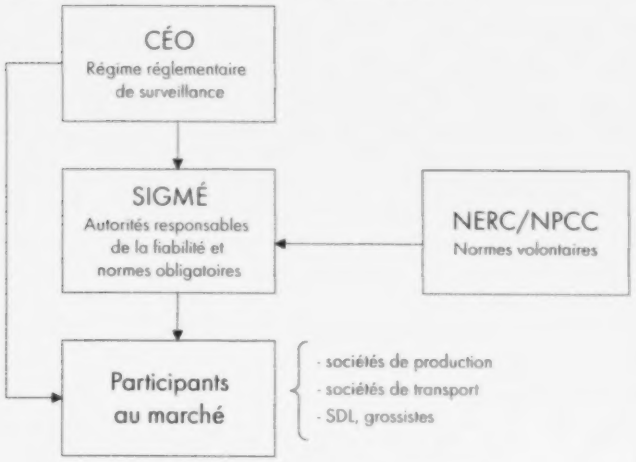
31 Site de la SIGMÉ à la page Facts and Figures: Demande de pointe record de 25 414 MW le 13 août 2002 et pointe d'hiver record de 24 937 MW le 15 janvier 2004.

32 À l'exclusion de trois réacteurs à la centrale nucléaire Pickering A et de deux autres à Bruce A.

33 Document sur le réseau de transport de l'Ontario publié en mars 2003 par la SIGMÉ, tableau 5.2.

FIGURE 3.9

Cadre de gestion de la fiabilité en Ontario



Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ)

Les dispositions législatives au sujet de la responsabilité en matière de fiabilité se trouvent dans la Loi de 1998 sur l'électricité, qui autorise la SIGMÉ à adopter des règles du marché et à les appliquer[34]. « Les règles du marché visent à permettre la régie du réseau électrique sous le contrôle de la SIGMÉ et celle des marchés efficaces, concurrentiels et fiables qui seront créés, en Ontario, pour les ventes ou les achats en gros d'électricité et de services complémentaires[35]. » Les règles précisent les rôles et les responsabilités de la SIGMÉ, comme ceux et celles des participants au marché, en vue de l'atteinte de ces objectifs.

La SIGMÉ arrête le calendrier des opérations commerciales touchant le réseau électrique ontarien et surveille les activités aux interconnexions afin d'assurer un équilibre entre la charge et les ressources. Plus spécifiquement, il doit, entre autres choses, élaborer des directives à l'intention des producteurs, transporteurs et distributeurs afin que ceux-ci modifient au besoin leurs activités en tenant compte de l'évolution des conditions qui prévalent, pour assurer le déroulement efficace des opérations sur le marché et l'exploitation fiable du réseau énergétique intégré. Eu égard à la fiabilité opérationnelle, les activités, dans les régions adjacentes ou de contrôle, sont menées par la voie de communications directes avec les exploitants de ces régions et par l'entremise du coordonnateur de la fiabilité du NERC[36].

En sa qualité de participant au Northeast Power Coordination Council (NPCC), la SIGMÉ est responsable d'assurer le respect des normes de ce conseil. Même si l'adoption de ces normes est volontaire, l'Ontario en fait une condition incontournable en vue d'une participation au marché. La SIGMÉ a signé une entente d'adhésion au NPCC qui exige le respect des normes en question[37].

Programme de conformité en matière de fiabilité

Les exigences imposées aux participants en vue d'une exploitation fiable du réseau électrique sont incluses dans les règles du marché et il est question du respect de ces exigences dans le programme de conformité en matière de fiabilité de la SIGMÉ. Le programme « présente les marches à suivre pour surveiller les normes de fiabilité et vérifier dans quelle mesure elles sont respectées, déceler les

34 Paragraphe 32 (1) de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, loi qui décrit le régime de concurrence du marché de l'électricité en Ontario.

35 Traduction d'un extrait des premières pages du document de la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité qui décrit les règles du marché.

36 Cette fonction est décrite au chapitre 2.

37 Même si ces normes sont volontaires, l'interconnexion de l'Ontario avec d'autres provinces canadiennes et divers États américains dépend de leur adoption.

problèmes de non-conformité et envisager quelles mesures devraient être prises afin de remédier à la situation, les édicter et les imposer[38]. » L'information obtenue dans le cadre de ce programme sert de fondement aux rapports soumis au NPCC, qui est responsable des questions de conformité pour le nord-est de l'Amérique du Nord[39].

La SIGMÉ peut imposer des sanctions aux participants qui ne respectent pas les normes de fiabilité et les règles du marché en général. Elle a le pouvoir d'infliger des amendes en cas de non-conformité.

En 2002, la SIGMÉ a été l'objet de deux vérifications de la part du NPCC/NERC. Le sous-comité du NPCC sur l'évaluation et la surveillance de la conformité a fait remarquer que « le programme de conformité pour la région de l'Ontario était unique en cela qu'il était directement lié aux règles du marché et aux exigences en vue de l'obtention des permis requis » et il a invité les autres régions à adopter une telle démarche[40].

Perspectives de fiabilité

En se fondant sur les renseignements tirés du programme de conformité, la SIGMÉ surveille la situation sur le réseau électrique ontarien, à court et à plus long termes, puis publie ses analyses sous forme de rapports. Deux des rapports ainsi produits portent sur les perspectives de fiabilité au cours des 18 mois et 10 ans à venir, respectivement. Ils permettent d'évaluer l'adéquation de la production et du transport en plus de pouvoir guider les participants au marché dans le contexte des décisions à prendre en matière d'investissement. En outre, ces rapports aident le NERC/NPCC au moment d'entreprendre des évaluations de la fiabilité pour la région du NPCC[41].

En fonction de ce qu'elle apprend grâce à la surveillance du marché, la SIGMÉ peut demander à Hydro One et aux autres sociétés de transport qu'elle représente de présenter à la CÉO des propositions de construction d'installations de transport. Dans des circonstances exceptionnelles, la SIGMÉ peut même ordonner aux sociétés de présenter de telles propositions à la CÉO.

Commission de l'énergie de l'Ontario (CÉO)

La CÉO est un organisme de réglementation créé en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* et de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Elle réglemente le réseau de transport de la province et toutes les sociétés de distribution locales (SDL), en plus d'avoir la responsabilité de faire en sorte que les transporteurs, tout comme les distributeurs, respectent leurs obligations pour ce qui est des connexions à assurer et du service à offrir à leurs clients. Il lui incombe aussi d'octroyer les permis voulus aux participants au marché de l'électricité de l'Ontario, dont la SIGMÉ. La commission a le pouvoir d'imposer des pénalités pouvant atteindre 20 000 $ par jour à un participant qui contreviendrait aux exigences prévues au titre d'un tel permis.

Dans le cadre du régime de surveillance du transport, la CÉO a la faculté d'approuver des demandes de tarifs justes et raisonnables ainsi que des demandes de construction d'installations. Elle est aussi en mesure d'exiger des sociétés qu'elles lui présentent des données de rendement en matière de fiabilité.

38 Traduction d'un extrait du Guide commercial de la SIGMÉ, partie 7.9.

39 Guide commercial de la SIGMÉ, parties 7.9 et 7.5.

40 Traduction d'un extrait de l'exposé de la SIGMÉ présenté le 8 décembre 2003 au Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne d'électricité.

41 Le site Web de la SIGMÉ (www.theimo.com) propose, en plus de l'information présentée dans ces rapports, des renseignements détaillés sur la surveillance des marchés, comme des données générales sur le fonctionnement du réseau de distribution et le marché administré par la société (p. ex., prix de l'énergie en bloc).

En sa qualité d'organisme de réglementation de la distribution, la CÉO surveille le rendement en matière de fiabilité des distributeurs d'électricité, qui doivent déposer des rapports sur divers indicateurs de pannes touchant les clients (SAIDI, SAIFI et CAIFI). La CÉO peut ensuite se fonder sur cette information afin d'établir ou d'approuver certains tarifs et de s'assurer que les distributeurs agréés exploitent leurs réseaux de façon fiable.

Programmes axés sur la consommation

Deux rapports récents ont porté sur les possibilités associées aux programmes de GC et d'IP. Dans le cadre de son mandat [traduction] « d'élaboration d'un plan d'action visant à attirer de nouvelles sources d'énergie, à favoriser la conservation de l'énergie et à rehausser la fiabilité du réseau de transport », le Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation en matière d'électricité (GÉACÉ) créé par le gouvernement a reconnu deux mécanismes permettant aux consommateurs en gros de réagir à des signaux de prix à l'intérieur du marché administré par la SIGMÉ. Il a également admis le programme pilote de puissance de nature économique de cette dernière. Le GÉACÉ a déclaré que la réaction de la demande au niveau des clients au détail peut être plus lente en raison du nombre de consommateurs, du besoin d'une réduction totale suffisante et de la nécessité d'avoir recours à une nouvelle technologie pour les compteurs. Le GÉACÉ avait le sentiment que des réductions importantes à la demande de pointe pourraient être réalisées en Ontario, ce qui serait à l'origine d'avantages tout aussi importants au chapitre des prix, si une « culture de conservation d'énergie » était adoptée, si on faisait la promotion des technologies voulues en ce sens et si des taux appropriés étaient imposés afin de faciliter le déplacement de la demande en fonction du temps d'utilisation[42].

Le 1er mars 2004, la CÉO a publié un rapport contenant ses recommandations[43]. Ce document constituait la réponse de la CÉO au sujet de la directive de juin 2003 du ministre de l'Énergie demandant de consulter les intervenants en vue de cerner et de passer en revue diverses possibilités concernant l'offre de programmes de GC et d'IP dans le secteur de l'électricité. Le rapport recommandait qu'un organisme d'économies d'énergie surveille les activités de GC et d'IP, notamment l'élaboration de plans à l'échelle de la province, la surveillance et l'évaluation des programmes et la production d'un rapport annuel à l'intention du ministre. LA CÉO agréerait l'organisme d'économies d'énergie, tandis que les activités et programmes visant les économies seraient financés au moyen d'une charge à la consommation.

3.6.2 Enjeux

Le 14 août 2003, l'Ontario et les États américains voisins ont connu une panne à la grandeur de la région. Il a fallu plusieurs jours pour que les activités du réseau électrique ontarien reviennent à la normale, sous la direction de la SIGMÉ et avec la collaboration des participants au marché[44]. En réponse à un appel général de la SIGMÉ au public pour économiser l'énergie, les gouvernements provincial et fédéral ont fonctionné au ralenti au niveau des services « non essentiels » pendant cette période. On a demandé à l'industrie de réduire volontairement sa consommation de 50 %.

42 *Tough Choices : Addressing Ontario's Power Needs*, rapport du groupe de travail sur l'approvisionnement énergétique et la conservation, janvier 2004, pp. 33-37.

43 *Demand-Side Management and Demand Response in the Ontario Energy Sectors*, Rapport de la CÉO au ministère de l'Énergie, 1er mars 2004.

44 Site Web de la SIGMÉ à la page *Restoration of Service. Sequence of Events*.

Même si, pour la plupart des utilisateurs, le service a repris assez rapidement, des coûts et des inconvénients de taille ont dû être supportés par le public et l'industrie, en raison de la panne de courant initiale et des efforts d'économie d'énergie déployés subséquemment. Par exemple, un groupe industriel a estimé ses pertes à entre 20 et 30 millions de dollars. Un autre échantillon de grands utilisateurs laisse supposer des coûts totaux bien supérieurs à 100 millions de dollars. Le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 mentionne que l'expédition des produits de manufacture a baissé de 2,3 milliards de dollars en Ontario. Les utilisateurs d'électricité ont demandé l'adoption d'un protocole de rétablissement qui tiendrait compte de capacités diverses, selon le secteur, lorsqu'il s'agit de réduire la charge et d'en permettre le déplacement entre les centrales afin de pouvoir répondre aux exigences de compression imposées. De cette manière, les coûts seraient dans l'ensemble plus faibles pour l'industrie et il pourrait même être plus facile, pendant la période de rétablissement, d'équilibrer la charge en fonction de capacités de production restreintes.

Au cours de la décennie écoulée, les consommateurs d'énergie du secteur industriel en Ontario sont devenus plus exigeants en matière de qualité, c'est-à-dire qu'ils souhaitent le moins d'interruptions et de fluctuations de tension possible. Cette situation est le résultat d'une utilisation accrue d'équipement électrique sensible et de commandes électroniques de procédés, une tendance qui se reflète également dans le secteur résidentiel et les immeubles de bureaux. Dans certains cas, même de brèves interruptions peuvent être très coûteuses. Il est à prévoir que les demandes pour un meilleur service ne se résorberont pas.

Dans le cadre de ses évaluations du marché, la SIGMÉ surveille les problèmes éventuels qui pourraient avoir une incidence sur la fiabilité. Dans son rapport sur 18 mois produit en décembre 2003, la SIGMÉ traite des conséquences sur la fiabilité de la fermeture, en avril 2005, de la centrale de Lakeview alimentée au charbon et d'une capacité de 1 200 MW. Ces conséquences comprennent la possibilité, dans l'agglomération torontoise, d'une perte de charge ou de faibles niveaux de tension qui seraient inacceptables. Après avoir envisagé un certain nombre de possibilités à l'égard du transport et de la production, Hydro One a présenté une demande à la CÉO en vue d'une approbation rapide pour la construction d'une sous-station de transport dans l'agglomération torontoise de façon à atténuer les craintes évoquées à l'égard de la fiabilité. À plus long terme, des installations de production seront également requises dans la région métropolitaine de Toronto[45].

Même si, dans ce cas précis, une solution a été proposée et des mesures ont été prises, on s'est inquiété du fait que tout ne se traduirait peut-être pas toujours par des investissements opportuns et empreints d'efficacité, en production et en transport, tant qu'on ne confierait pas à un seul organisme la responsabilité de la planification du réseau. Le GÉACÉ s'est penché sur cette question et a recommandé que la responsabilité de produire un plan annuel pour le développement du réseau de transport revienne à Hydro One, en consultation avec la SIGMÉ et à l'intérieur d'un cadre de planification intégré qui aurait été élaboré par cette dernière[46].

Dans son rapport de 2004 sur les perspectives de fiabilité au cours des 10 prochaines années, la SIGMÉ a indiqué que de grands enjeux se poseront au réseau électrique ontarien au cours de la prochaine décennie. L'incertitude entourant la remise en service des réacteurs de la centrale nucléaire Pickering A, l'absence de nouvelle production et la décision de mettre un terme à la production de 7 500 MW d'électricité à partir de centrales au charbon pourrait créer un sérieux manque d'électricité. La remise en service de réacteurs nucléaires et l'ajout de nouvelles installations de production au gaz naturel ont atténué les préoccupations pour les 18 prochains mois; cependant, des ressources additionnelles seront requises tous les ans au cours des 10 prochaines années. Le GÉACÉ a recommandé d'étudier la possibilité de diversifier l'alimentation des centrales et de maintenir en

45 Rapport de la SIGMÉ, *IMO 10 year outlook*, mars 2004.

46 Rapport du GÉACÉ, p. 76.

activité celles au charbon jusqu'à ce qu'elles deviennent inutiles en raison des économies d'énergie ainsi que de l'existence d'autres sources d'approvisionnement.

Programme du ministère de l'Énergie pour le secteur de l'électricité

Le 15 avril 2004, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a annoncé un programme visant à réformer radicalement le marché de l'électricité[47]. Son objectif est de favoriser le développement de nouvelles sources d'approvisionnement fiables, de promouvoir une culture de conservation, de réduire l'incidence des projets électriques sur l'environnement et d'assurer la stabilité des prix de l'électricité pour les petits consommateurs tout en offrant aux grands consommateurs la possibilité de tirer parti des marchés concurrentiels. Les principaux éléments de la réforme sont les suivants :

- création de l'Office de l'électricité de l'Ontario, qui devra assurer que l'approvisionnement à long terme dans la province est adéquat grâce à l'élaboration et à la mise en oeuvre d'un plan intégré pour la conservation, la production et le transport de l'électricité;
- création d'un Secrétariat pour la conservation de l'électricité au sein de l'Office de l'électricité de l'Ontario, qui dirigera les efforts de conservation et surveillera les progrès réalisés;
- établissement d'objectifs pour la conservation, l'utilisation des énergies renouvelables et la composition de l'approvisionnement en électricité en Ontario (objectifs qui seront fixés par le ministère de l'Énergie); la responsabilité d'assurer l'atteinte des objectifs incombera à l'Office de l'électricité de l'Ontario;
- réglementation, par la Commission de l'énergie de l'Ontario, des prix de l'électricité produite par les centrales nucléaires et hydroélectriques de base d'OPG, tandis que les prix du reste de la production continueront d'être soumis à la concurrence du marché;
- stabilité des prix pour les consommateurs résidentiels ainsi que les petites et moyennes entreprises, mais possibilité pour l'ensemble des consommateurs d'acheter de l'électricité sur le marché.

Le gouvernement de l'Ontario a l'intention de déposer un projet de loi en juin 2004 et de le promulguer à l'automne, après une période d'examen et d'évaluation.

3.6.3 Résumé

L'Ontario a instauré des normes de fiabilité obligatoires, qui font partie des règles du marché établies par la SIGME. Leur mise en oeuvre repose notamment sur un programme de conformité exhaustif qui énonce formellement les attentes dans ce domaine et précise les recours qui existent lorsque les normes ne sont pas respectées. Une surveillance constante du marché, particulièrement au moyen des évaluations de la fiabilité publiées régulièrement par la SIGME, donne l'occasion de constater quelles sont les contraintes qui se posent et quelles sont les possibilités d'investissement qui existent. L'adéquation de la production est source de préoccupations, à court et à moyen termes. Du côté de la demande, le GÉACÉ nommé par le gouvernement, et la CEO ont récemment lancé deux initiatives majeures pour l'évaluation de la GC et de l'IP.

En avril 2004, le ministère de l'Énergie de l'Ontario a annoncé un programme concernant le secteur de l'électricité. L'objectif de ce programme est de favoriser le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en électricité fiables, d'encourager la conservation et d'améliorer le rendement du marché.

47 *Pour changer, choisissons une solution viable*, Notes pour une allocution de l'honorable Dwight Ducan, ministre de l'Énergie de l'Ontario, le 15 avril 2004.

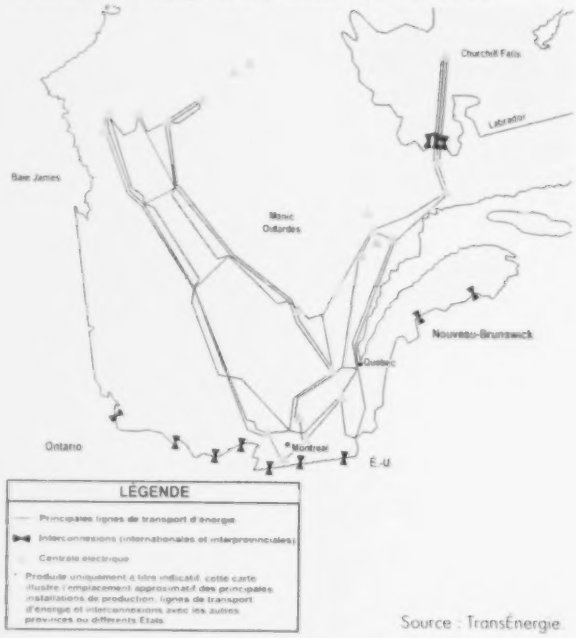
3.7 Québec

Entreprise dégroupée dont les activités sont réglementées (transport et distribution), Hydro-Québec (HQ), est le principal producteur et distributeur d'électricité au Québec. Elle est aussi le plus important propriétaire de lignes de transport. Bien que la province ait ouvert l'accès à son marché de gros, HQ détient des droits de distribution exclusifs, sauf dans quelques municipalités. HQ compte quatre divisions fonctionnelles : HQ Production, HQ TransÉnergie, HQ Distribution et HQ Équipement.

L'électricité représente environ 40 % de la demande d'énergie dans la province. Approximativement 50 % de l'électricité est consommée par les secteurs résidentiel et commercial et la portion restante par le secteur industriel. Au Québec, l'énergie électrique alimente un pourcentage relativement élevé de la charge de chauffage. Par exemple, le 15 janvier 2004, la demande de pointe a atteint 36 279 MW, un niveau jamais vu.

À la fin de l'exercice 2002, HQ possédait une puissance installée de 32 660 MW. De plus, l'entreprise a accès à la majeure partie de la production du complexe hydroélectrique de Churchill Falls, au Labrador, dont la puissance nominale est de 5 428 MW, et à la production des parcs éoliens de Matane et de Cap-Chat, qui comprennent 133 éoliennes d'une puissance de 100 MW. L'électricité produite au Québec est essentiellement d'origine hydraulique et provient principalement d'aménagements situés à la baie James et dans les environs, ainsi que sur la Côte-Nord. Au Québec, la production nucléaire ou au gaz est de relativement faible importance.

Réseau de transport d'électricité du Québec



Source : TransÉnergie

Au terme de 2002, le réseau d'HQ comprenait 32 314 km de lignes de transport à des tensions allant de 49 à 765 kV, et 505 sous-stations. Chaque ligne reliant la baie James ou le complexe Manic-Outardes aux principaux centres de distribution dans le sud du Québec est longue de plus de 1 000 km. Le réseau d'HQ compte également 15 interconnexions avec des réseaux voisins hors Québec (tableau 3.1). Les lignes de distribution dans la province s'étendent sur une distance totale de 105 705 km.

Le Québec fait partie du NPCC et y est interconnecté principalement au moyen de

Capacité de transfert des interconnexions (en MW)

	Mode exportation	Mode importation
Labrador	0	5 200
Nouveau-Brunswick	1 215	785
Ontario	1 295	670
Nouvelle-Angleterre	2 305	1 870
New York	2 125	1 000

jonctions à CC[48]. Au moment où l'Ontario et de nombreux États du Nord-Est des États-Unis subissaient les contrecoups de la panne d'électricité du 14 août 2003, le réseau du Québec a largement été épargné. Selon le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 : « [les] lignes de jonction en courant continu ont agi comme tampon entre certaines parties de l'Interconnexion de l'Est; les perturbations transitoires se propagent moins facilement à travers ces liaisons. Par conséquent, le réseau électrique du Québec n'a pas été touché par la panne, sauf une petite portion de la charge de la province qui est directement raccordée à l'Ontario par des lignes de transport en courant alternatif »[49]. Le Rapport final mentionne également ceci : « bien que les lignes de jonction en courant continu puissent agir comme tampon entre les réseaux, elles ont pour inconvénient de ne pas permettre une prise en charge instantanée de la production d'électricité en cas de perte imprévue d'une génératrice ».

3.7.1 Cadre de gestion de la fiabilité

La *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) prévoit les attributions suivantes pour l'organisme provincial de réglementation de l'industrie : « Le transporteur d'électricité établit des normes relatives à ses opérations et aux exigences techniques, dont les normes de fiabilité de son réseau de transport d'électricité, qu'il soumet à l'approbation de la Régie ». La Loi définit également HQ TransÉnergie comme étant le « transporteur d'électricité ».

La Régie surveille l'évolution des questions de fiabilité touchant le NPCC en tant que membre sans droit de vote du conseil. Selon la Loi, la Régie peut imposer une amende (jusqu'à concurrence de 50 000 $) au transporteur ou distributeur d'électricité qui contrevient à certaines dispositions de la Loi. La fiabilité est un des aspects dont la Régie tient compte lorsqu'elle se penche sur des projets d'immobilisations. Bien qu'elle ne soit pas responsable d'établir les normes de fiabilité, la Régie surveille les indicateurs de rendement à ce chapitre ainsi que la qualité des services.

TransEnergie, division de transport d'HQ, exerce trois fonctions de base : exploitant du réseau – transport (autorité de fiabilité), exploitant responsable d'équilibrer la production et les charges (autorité responsable de l'équilibre) et exploitant du réseau – interconnexion (autorité responsable des échanges). TransÉnergie agit à titre d'autorité de fiabilité (AR) du réseau dans la province puisqu'elle possède et exploite le réseau provincial de production-transport d'électricité. HQ a réalisé une séparation entre TransÉnergie et ses fonctions commerciales en 1997, année où elle a aussi adopté des normes de conduite pour assurer que TransÉnergie, à titre d'AR, veillerait d'abord et avant tout à la fiabilité globale de la zone de contrôle/interconnexion avant d'être guidée par ses intérêts d'achat ou de vente d'entités.

TransÉnergie participe à l'élaboration des normes du NERC et du NPCC à titre de membre votant à part entière. Selon le rapport de vérification de TransÉnergie du NERC, diffusé en 2002, les normes de fiabilité de TransÉnergie sont identiques à celles du NERC et du NPCC, ou plus rigoureuses dans certains cas. Par exemple, pour assurer la fiabilité opérationnelle, les opérateurs du réseau du Québec doivent résoudre les dépassements des seuils d'urgence opérationnelle en 15 minutes, ce qui est plus rigide que la norme de 30 minutes du NERC ou du NPCC. À titre d'AR, TransÉnergie, qui planifie

48 Bien qu'il soit généralement considéré comme faisant partie de l'Interconnexion de l'Est nord-américaine, le grand réseau électrique à CA du Québec est isolé des autres segments de l'Interconnexion au moyen de ce qu'on appelle communément des « jonctions à CC ». Ces dispositifs remplissent des fonctions semblables à celles des « pare-feu » dans les réseaux de communication. Dans le passé, en raison de la topographie, et de par sa nature, le réseau électrique du Québec a subi davantage de perturbations par suite d'événements naturels ou d'enjeux opérationnels. En se raccordant aux autres segments de l'Interconnexion au moyen de jonctions à CC uniquement, la province est en mesure d'isoler son réseau tout en continuant de faire partie de l'Interconnexion de l'Est, et d'y participer.

49 Rapport final sur la panne du 14 août, p. 116.

le transport d'électricité au moyen du critère de gestion des pannes « une journée en dix ans », a le pouvoir de prendre les mesures qu'elle juge nécessaires en cas d'urgence.

Dans une décision récente, la Régie a jugé qu'elle ne pouvait donner son aval à la série de documents produits par le NERC/NPCC que TransÉnergie lui avait soumis. La Régie a déclaré qu'elle était généralement satisfaite des normes établies par TransÉnergie pour la planification et la conception du réseau de transport, mais que la demande de cette dernière débordait du cadre de son régime de surveillance réglementaire puisqu'elle traitait d'exigences du NERC et du NPCC.

Les données SAIDI communiquées par TransÉnergie ont été inférieures au chiffre ciblé de 6,5 heures par an, soit une moyenne de 0,51 heure au cours de la période 1998-2002. L'indice SAIDI mesure le nombre moyen d'heures d'interruption de service par client attribuables à des pannes ou à des interruptions programmées du réseau de transport, compte non tenu d'événements exceptionnels tels que la tempête de verglas en janvier 1998. TransÉnergie communique également ses résultats au regard des indicateurs de rendement du NERC, deux indices qui mesurent respectivement la conformité à la fréquence de puissance et le degré d'équilibre entre la production et les charges dans une zone de contrôle. L'examen des deux indices révèle que TransÉnergie excède les exigences minimales du NERC.

À titre de plus important distributeur d'électricité au Québec, HQ Distribution a l'obligation d'alimenter tous les abonnés du Québec, c'est-à-dire qu'elle doit veiller à satisfaire les besoins des consommateurs. HQ Distribution s'acquitte de cette responsabilité en évaluant les charges à court et à long termes (10 ans ou plus) et en concluant, au besoin, des ententes d'approvisionnement avec HQ Production et d'autres entreprises de production pour s'assurer qu'elle dispose de toute la puissance et l'énergie nécessaires à l'alimentation des charges requises. HQ Production n'est pas réglementée, mais la loi lui impose de fournir un volume d'« électricité patrimoniale » de 165 TWh par année, qu'elle a l'obligation de vendre à 2,79 cents le kilowattheure.

HQ Distribution est tenue de lancer des appels d'offres pour tous ses besoins en charge additionnels. Elle a aussi la responsabilité de créer des programmes de gestion de la consommation (GC), qui doivent être approuvés par la Régie. La division continue de participer activement aux économies d'énergie au moyen de son Plan global en efficacité énergétique 2003-2006. Ciblant des économies d'énergie de 750 GWh d'ici 2007, le plan prévoit des investissements de 257 millions de dollars au cours des trois prochaines années.

Dans son plan stratégique 2004-2008, HQ Production signale qu'elle entend maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives. Elle maintiendra également une réserve en puissance de 10 à 12 % pour le volume d'électricité patrimoniale, soit l'équivalent d'un risque de délestage de 2,4 heures par année.

3.7.2 Enjeux

Le réseau du Québec comporte deux caractéristiques uniques : l'électricité produite dans la province est essentiellement d'origine hydraulique et le réseau de transport, d'une grande complexité, s'étend sur de très longues distances. Il est aussi exploité dans des conditions climatiques très sévères en hiver. La gestion de la fiabilité est donc soumise à des enjeux particuliers. Par exemple, HQ doit veiller à établir des plans d'urgence (visant sa capacité d'importer de l'énergie p. ex.) afin d'alimenter la charge garantie advenant des conditions hydriques défavorables persistantes.

Le Québec, à titre d'important négociant, importateur et exportateur d'électricité dans l'Est du Canada et le Nord-Est des États-Unis, compte sur les réseaux de transport accessibles et fiables de ses

voisins pour optimiser ses activités et sa rentabilité. À l'heure où le commerce de l'électricité est en hausse, la fiabilité est devenue un enjeu d'importance accrue et a été au coeur des récentes ententes d'interconnexions dont HQ a convenu avec les réseaux voisins.

La planification des activités du réseau représente un autre enjeu. Avant de restructurer ses activités, HQ assumait des fonctions centrales de planification, et sa structure intégrée favorisait la coordination et le partage de l'information à l'interne. À mesure que l'entreprise dégroupe ses activités, la planification de l'exploitation du réseau suscite de nouveaux défis découlant d'un certain nombre d'incertitudes du marché. Par exemple, comme HQ Distribution doit choisir ses nouvelles sources de production dans le cadre d'appels d'offres, la capacité de production est difficile à prévoir.

Le fait que le Québec n'ait pas été touché par la panne d'électricité du 14 août 2003 indique que les réseaux asynchrones à ceux des territoires voisins comportent certains avantages. Toutefois, tel qu'il est mentionné plus haut, dans l'éventualité d'une perturbation majeure, de tels réseaux ne permettent pas d'obtenir instantanément l'appui d'installations de production.

Dans son plan stratégique 2004-2008, HQ prévoit un écart relativement faible entre l'offre et la demande vers la fin de 2006-2007. Ces prévisions ont suscité un vif intérêt auprès du public. Le gouvernement du Québec a demandé à la Régie de se pencher sur les besoins d'ajouter à la capacité de production jusqu'à 2010, d'examiner des solutions de remplacement et d'analyser comment les économies d'énergie potentielles pourraient contribuer à assurer la suffisance des approvisionnements d'électricité au Québec. La Régie doit présenter ses constatations d'ici le 30 juin 2004.

3.7.3 Résumé

Au Québec, la responsabilité de la gestion de la fiabilité du réseau incombe principalement à HQ, qui y veille par l'entremise de deux divisions : HQ TransÉnergie et HQ Distribution. Le transport et la distribution de l'électricité sont réglementés par la Régie, qui a pour mandat d'approuver les normes de fiabilité en plus d'assurer la surveillance réglementaire de tous les aspects de la fiabilité et du rendement de TransÉnergie et d'HQ Distribution. En règle générale, les consommateurs comptent presque exclusivement sur HQ pour répondre à leurs besoins d'électricité. La Régie, un organisme de réglementation provincial, est une tribune où les participants au marché peuvent exprimer leurs préoccupations et solliciter des redressements, particulièrement en ce qui concerne la qualité et la fiabilité du service.

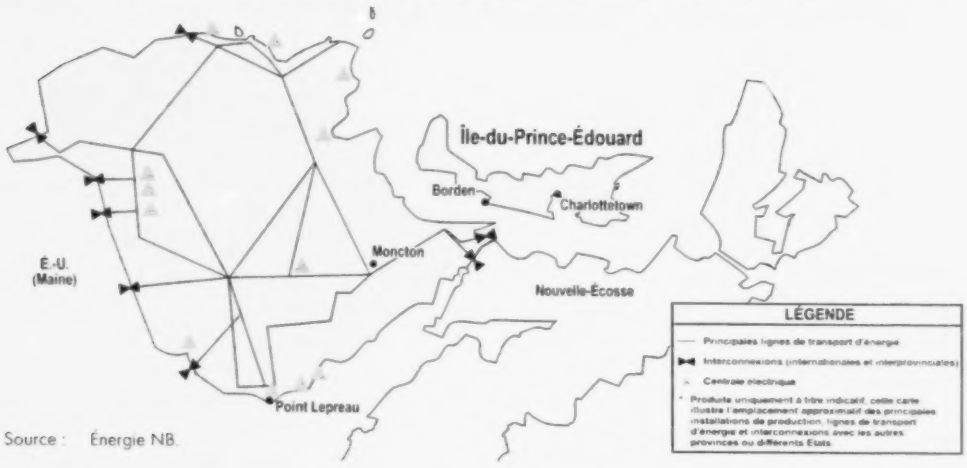
3. 8 Nouveau-Brunswick

Au Nouveau- Brunswick, le marché monopolistique de l'électricité sera bientôt ouvert à la concurrence à l'échelon du gros et des grandes entreprises industrielles. Selon les dispositions de la nouvelle *Loi sur l'électricité* (la Loi), la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) deviendra la Corporation Holding Énergie NB, qui comptera quatre filiales indépendantes (énergie nucléaire, production, transport et distribution). De plus, la Loi confère à une nouvelle entité, l'exploitant du réseau, la responsabilité de diriger l'exploitation du réseau de transport, d'établir les règles du marché et d'assurer leur exécution. La nouvelle structure de marché devrait voir le jour le 1er octobre 2004.

L'électricité correspond à environ 24 % de la demande des utilisateurs finals d'énergie dans la province, qui est répartie comme suit : 46 % industriel, 17 % commercial et 36 % résidentiel. La demande de pointe a augmenté au cours des dernières années, pour s'établir à 3 333 MW en janvier 2004. Les installations de production de la province sont diversifiées : environ un tiers de l'électricité

FIGURE 3.11

Réseau de transport d'électricité du Nouveau-Brunswick et Île-du-Prince-Édouard



Source : Énergie NB.

est produite à partir du nucléaire, 19 % est d'origine hydraulique et la portion restante provient des combustibles fossiles. L'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.) et le nord de l'État du Maine s'approvisionnent principalement auprès du Nouveau-Brunswick, qui négocie aussi des échanges avec des provinces voisines.

TABLEAU 3.2

Capacité de transfert des interconnexions (en MW)

	Mode exportation	Mode importation
Nouvelle-Écosse	550	350
Î.-P.-É	222	0
Québec	785	1 215
Maine	820	154

Le réseau d'électricité de la province est composé de 6 700 km de lignes de transport et de 26 500 km de lignes de distribution. Il comporte des interconnexions avec l'Î.-P.-É., le Québec, la Nouvelle-Écosse et l'État du Maine. La capacité totale de transfert à l'exportation de la province est de 2 377 MW, comparativement à 1 719 MW pour les importations. La principale ligne internationale de transport, dotée d'une interconnexion à Orrington, dans le Maine, a quant à elle une capacité de transfert à l'exportation de 700 MW. Deux interconnexions de moindre envergure d'une capacité de transfert totale de 120 MW alimentent des charges autonomes dans le nord du Maine. Le centre de conduite du réseau d'Énergie NB assure l'exploitation du réseau, y compris la répartition, l'équilibre des charges et l'accès au réseau de transport.

En mars 2003, la Commission des entreprises de service public (CESP) a approuvé la demande qu'Énergie NB lui avait présentée au sujet de l'établissement d'un tarif d'accès ouvert au réseau de transport (TAORT). Ce tarif vise à offrir un accès non discriminatoire aux producteurs et aux consommateurs à l'intérieur et à l'extérieur de la province. La gestion du tarif incombera à l'exploitant du réseau et les revenus y afférents permettront à la Corporation de transport Énergie NB d'exploiter et d'assurer l'entretien du réseau. Le tarif a été établi en conformité avec les exigences de la FERC des États-Unis.

3.8.1 Cadre de gestion de la fiabilité

Les activités d'Énergie NB, les tarifs d'électricité et les grands projets d'immobilisations sont assujettis à la surveillance de la CESP. Le conseil des ministres peut prendre une décision définitive en fonction des recommandations de la CESP ou peut annuler une décision de l'organisme de réglementation. À l'heure actuelle, aucune disposition de la Loi n'oblige Énergie NB à faire rapport de son rendement en matière de fiabilité à la CESP.

À titre de corporation de la Couronne, Énergie NB a pour mandat de fournir de l'électricité en quantité suffisante aux clients de la province. Membre votant du NPCC, le service public participe à l'élaboratior des normes de fiabilité du conseil et s'y conforme. Énergie NB doit aussi se soumettre à des vérifications de la conformité et satisfaire aux exigences de rapport du NPCC.

Sous le régime actuel, Énergie NB exerce des fonctions de planification de concert avec d'autres participants au marché. Le critère « une journée en dix ans », qui équivaut à une marge de réserve obligatoire de 20 %, est le principal outil de planification de la production à long terme. Pour ce qui est du transport, Énergie NB utilise principalement le critère du pire impondérable (N-1). En ce qui concerne l'exploitation du réseau, le service public doit se conformer aux exigences du NPCC, selon lesquelles il doit disposer d'une production suffisante pour faire face au premier impondérable (perte de la plus grande installation) en dix minutes, et à 50 % du second impondérable en 30 minutes. Des ententes d'interconnexions avec la Nouvelle-Écosse, l'Î.-P.-É., et le nord de l'État du Maine, qui font partie de la zone de contrôle des Maritimes du NPCC, l'aident à satisfaire à cette exigence.

Énergie NB utilise des mesures de fiabilité pour sa planification interne. Par exemple, en ce qui concerne la production, la fiabilité est mesurée et communiquée au moyen d'indices de disponibilité des installations tels que le pourcentage du temps, compte tenu des interruptions programmées et non programmées, pendant lequel les installations étaient en mesure de produire de l'électricité. Le service public utilise aussi les indices SAIDI et SAIFI pour évaluer la fiabilité de ses installations de transport et de distribution, respectivement. Dans son rapport annuel 2002-2003, Énergie NB mentionne qu'elle a maintenu une prestation de service fiable sur laquelle ont cependant agi les orages qui ont sévi partout dans la province à l'été 2002 et une tempête de pluie verglaçante isolée durant l'hiver 2002-2003.

La Loi confère la responsabilité de gérer la fiabilité globale du réseau à son exploitant. Les règles du marché établiront la capacité que les fournisseurs devront assurer pour satisfaire aux exigences de fiabilité ciblées. La Loi prévoit aussi des attributions supplémentaires pour la CESP, y compris le règlement des différends qui pourraient surgir entre l'exploitant du réseau et les participants au marché. Le TAORT de transport d'Énergie NB comporte également des obligations précises en matière de fiabilité.

Le 1er octobre 2004, il est prévu que l'exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick deviendra l'autorité de fiabilité pour la zone de contrôle des Maritimes, qui englobe le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Î.-P.-É. et le nord de l'État du Maine. Cette zone pourrait éventuellement devenir une organisation de transport régionale. À l'heure actuelle, les trois provinces et le nord du Maine comptent sur des ententes de partage de leurs réserves pour assurer qu'ils satisfont entièrement aux critères de réserve du NPCC.

3.8.2 Enjeux

La remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau a suscité de l'incertitude relativement à l'adéquation de la production. Énergie NB a poursuivi activement des initiatives en vue de réduire au

minimum les risques liés à la réduction de la capacité pendant la période des travaux, de 2008 à 2009. Outre d'examiner les possibilités de production offertes par le gaz et le charbon et de convertir la centrale de Coleson Cove pour l'alimenter à l'Orimulsion^MC plutôt qu'au mazout lourd, le service public a lancé un appel public de propositions d'énergie éolienne et a évalué d'autres sources d'énergie renouvelable. Il se propose aussi d'examiner diverses options de GC et des projets de nouvelles lignes de transport en vue d'accroître la capacité d'importation.

L'annonce récente dans les médias que la centrale de Coleson Cole pourrait ne pas être en mesure de s'approvisionner en Orimulsion^MC constitue un autre facteur d'incertitude. Les travaux de conversion de la centrale à l'Orimulsion^MC tirent à leur fin; cependant, toujours selon les médias, Énergie NB n'a pas encore réussi à obtenir d'approvisionnements à long terme en Orimulsion^MC. Tel qu'il a été mentionné ci-dessus, le projet de prolongation de la durée de vie utile de la centrale de Point Lepreau est lié à la remise en service de la centrale de Coleson Cove avec de l'Orimulsion^MC plutôt que du mazout lourd.

À l'heure actuelle, en raison d'une capacité d'importation limitée, la province n'est pas en mesure de tirer pleinement avantage de la puissance excédentaire qui pourrait être produite au sud de la frontière. La capacité d'importation de la ligne à 345 kV est pratiquement nulle étant donné que les mouvements d'énergie en direction du Nouveau-Brunswick sont restreints lorsque la centrale de Point Lepreau est en exploitation. Une coupure de circuit qui surviendrait à la centrale de Point Lepreau entraînerait des problèmes de tension et de stabilité dans le Maine, ce qui pourrait susciter une panne de la ligne à 345 kV et éventuellement provoquer une panne totale dans la zone de contrôle des Maritimes. Énergie NB a obtenu de l'ONÉ l'autorisation de construire une seconde ligne de transport à 345 kV et une interconnexion avec le Maine. Cette ligne, dont la construction devrait être achevée d'ici 2006, permettra de saisir les occasions d'importation et d'exportation et d'accroître la fiabilité globale du réseau dans la zone des Maritimes. Elle pourrait également contribuer à contrebalancer la perte de production potentielle durant la remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau.

Énergie NB continue de favoriser l'aménagement du projet Neptune, un réseau proposé de transport marchand sous-marin à CC. Une fois achevé, le projet permettrait de relier des sources de production du Maine, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse aux marchés de Boston, de New York, de Long Island et du Connecticut.

Le service public a également participé à des discussions visant la création d'une organisation de transport régionale du Nord-Est, qui engloberait les États de New York et de la Nouvelle-Angleterre, et le Nouveau-Brunswick. La mise en place d'une telle organisation devrait permettre aux entreprises de transport d'accéder à des marchés plus vastes en plus d'améliorer la fiabilité globale du réseau.

3.8.3 Résumé

Énergie NB est membre à part entière du NPCC et satisfait aux exigences d'adéquation du conseil grâce à des ententes de partage de capacité dont il a convenu avec les réseaux voisins. Suivant la restructuration des activités du service public, qui devrait être mise en oeuvre le 1^er octobre 2004, l'exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick deviendra l'autorité de fiabilité dans la province. L'augmentation de la capacité d'importation, qui est limitée à l'heure actuelle, pourrait contribuer à rehausser la fiabilité.

3.9 Île-du-Prince-Édouard

Maritime Electric Company Limited. (Maritime Electric), filiale en propriété exclusive de Fortis Inc., est le principal distributeur d'électricité dans la province. La presque totalité de l'électricité acheminée aux utilisateurs finals est achetée à Énergie NB. Maritime Electric a pour mandat l'alimentation électrique la plus fiable possible au coût le plus bas possible, et des services de haute qualité à ses clients.

Le réseau provincial est raccordé au réseau maillé du Canada continental au moyen de deux câbles sous-marins à 138 kV d'une capacité de transfert maximale de 200 MW. Il comporte 5 000 km de lignes de distribution. Maritime Electric maintient des installations de production d'urgence dans l'île, l'une à Charlottetown (60 MW) et l'autre à Borden (40 MW). L'entreprise achète également de l'énergie éolienne produite à North Cape, qui peut combler environ 4 % de la demande annuelle d'électricité dans l'île.

L'électricité représente à elle seule environ 13 % de la demande des utilisateurs finals d'énergie dans la province. Près de 45 % de la demande d'électricité est issue du secteur commercial, 40 % du secteur résidentiel et 15 % du secteur industriel. Maritime Electric dessert 68 000 clients et satisfait une demande de pointe de 203 MW.

3.9.1 Cadre de gestion de la fiabilité

À l'automne 2003, le gouvernement a promulgué une loi qui réintroduira un régime de réglementation du coût du service pour Maritime Electric avec effet le 1er janvier 2004. Les activités, tarifs d'électricité et projets d'immobilisations de Maritime Electric sont assujettis à la réglementation de la Island Regulatory and Appeals Commission.

La province fait partie de la zone de contrôle des Maritimes/NPCC, qui englobe également le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et le nord de l'État du Maine. Le principal critère que Maritime Electric utilise pour planifier la production à long terme est une des conditions de l'entente d'interconnexion dont elle a convenu avec Énergie NB, selon laquelle elle doit maintenir une marge de réserve équivalant à 15 % de la charge de pointe garantie. En ce qui concerne l'exploitation du réseau, Maritime Electric contribue aux réserves de la zone de contrôle requises pour satisfaire aux exigences du NPCC, selon lesquelles la zone doit disposer d'une production suffisante pour faire face au premier impondérable (perte de la plus grande installation) en 10 minutes, et à 50 % du second impondérable en 30 minutes.

3.9.2 Enjeux

Deux grands enjeux se posent à Maritime Electric. Le premier est la capacité de l'interconnexion avec le réseau d'Énergie NB. Il est prévu que dans plusieurs années, la charge de l'Î.-P-É. augmentera à un point tel que si l'un des câbles sous-marins était hors service, la capacité de l'autre câble, conjuguée à la capacité de production dans l'île, ne permettrait pas de répondre à la charge de pointe. Une façon de résoudre le problème serait d'accroître la capacité de l'interconnexion avec le réseau d'Énergie NB ou de construire des installations de production additionnelles. Si la première option était privilégiée, il faudrait installer un câble de 200 MW à l'intérieur du pont de la Confédération.

L'incertitude à l'égard de la capacité de production dans les provinces Maritimes représente le second enjeu pour Maritime Electric. Pour résoudre ces deux questions, Maritime Electric se propose d'aménager une turbine de combustion alimentée au mazout léger (50 MW) dans l'île. Ce projet

comporte deux objectifs : fournir un appui additionnel aux câbles sous-marins existants et procurer 50 MW de capacité de production recherchée. Le projet présente une autre caractéristique intéressante, soit que la turbine pourra être convertie au gaz naturel s'il était un jour acheminé dans l'île.

Maritime Electric a participé à des discussions visant la création possible d'une OTR du Nord-Est, qui comprendrait les provinces Maritimes et le nord de l'État du Maine. La mise en place d'une telle organisation permettrait éventuellement à l'Î.-P.-É. d'accéder à des sources d'approvisionnement encore plus diversifiées, ce qui pourrait contribuer à rehausser la fiabilité du service dans l'île.

Énergie NB a récemment entrepris l'amélioration d'un certain nombre de lignes de transport dans le sud-est du Nouveau-Brunswick, afin de réduire les pertes sur les lignes alimentant l'interconnexion avec l'île et d'améliorer la fiabilité, mais ces améliorations n'augmenteront pas de beaucoup, à elles seules, la capacité de transfert de l'interconnexion.

3.9.3 Résumé

L'Î.-P.-É. compte principalement sur les installations de production du Nouveau-Brunswick pour alimenter l'île. Les dispositions législatives adoptées à l'automne 2003 ont eu pour effet de réintroduire un régime de réglementation du coût du service pour Maritime Electric. Maritime Electric continue d'examiner la possibilité d'installer une turbine de combustion alimentée au mazout léger pour résoudre les questions de fiabilité de l'interconnexion et d'adéquation de la production.

3.10 Nouvelle-Écosse

À l'heure actuelle, le seul participant au marché de l'électricité en Nouvelle-Écosse est un monopole réglementé. Nova Scotia Power Inc. (NSPI), filiale d'Emera, société appartenant à des intérêts privés, est un service public à intégration verticale qui exerce ses activités en fonction du coût du service. Principal fournisseur d'électricité dans la province, NSPI possède et exploite environ 97 % des installations de production, 99 % des installations de transport et 95 % des réseaux de distribution. Le reste de l'infrastructure de distribution est détenu et exploité par six services publics municipaux.

En décembre 2001, la Nouvelle-Écosse a diffusé une stratégie énergétique et a pris des mesures importantes par la suite pour restructurer le secteur de l'électricité. En octobre 2003, un comité de régie du marché de l'électricité a produit un rapport renfermant des recommandations au sujet de la structure de l'industrie, des règles du marché et de la mise en oeuvre de la stratégie énergétique. Le gouvernement a annoncé qu'il adoptait les

FIGURE 3.12

Réseau de transport d'électricité de la Nouvelle-Écosse

recommandations du rapport au cours du mois qui a suivi sa diffusion, déclarant que la priorité du gouvernement, au moment où il entreprendra la réforme du réseau électrique de la Nouvelle-Écosse pour favoriser la concurrence et l'utilisation accrue de sources d'énergie renouvelables, serait d'assurer la fiabilité de l'alimentation électrique. Un élément clé du plan de restructuration du marché de l'électricité de la Nouvelle-Écosse est que la concurrence sera introduite par étapes, en commençant par l'ouverture du marché de gros, qui devrait se produire en janvier 2005.

L'électricité représente environ 20 % de la demande d'énergie des utilisateurs finals. Le secteur résidentiel compte pour 37 % de la demande d'électricité, tandis que les secteurs commercial et industriel représentent 27 et 36 %, respectivement. En 2002, la demande de pointe a atteint 2 078 MW.

La province compte sur ses propres installations de production pour alimenter sa charge électrique. De quelque 75 à 80 % de l'électricité produite en Nouvelle-Écosse provient de centrales au charbon, dont la centrale Lingan, d'une capacité de 620 MW, qui est la plus grande. La centrale de Tufts Cove (bi-alimentée au mazout lourd et au gaz naturel) ainsi que plusieurs centrales thermiques (au mazout) et hydroélectriques produisent les 20 à 25 % restants. Dans une moindre mesure, une centrale marémotrice et un parc éolien d'une capacité de 1,2 MW fournissent également une petite quantité d'électricité à la province.

La capacité de production totale provient des installations thermiques et hydroélectriques de NSPI (2 184 MW) et d'ententes contractuelles de 25 MW avec des producteurs indépendants. Cette capacité comprend une marge de réserve d'au moins 20 %, qui peut être augmentée grâce à une charge interruptible de 16 %.

Le réseau de NSPI comporte 5 400 km de lignes de transport haute tension (69 kV et plus). Il est relié au réseau d'Énergie NB au moyen d'une ligne à 345 kV et de deux lignes à 138 kV. La limite de transfert vers le Nouveau-Brunswick et en sens inverse est de 350 et 300 MW, respectivement, dans la plupart des conditions. NSPI et Énergie NB ont convenu d'une entente de partage de leurs réserves en puissance, ce qui leur permet de satisfaire conjointement aux normes de fiabilité du NERC et du NPCC

3.10.1 Cadre de gestion de la fiabilité

La loi provinciale confère au Nova Scotia Utility and Review Board (UARB) le mandat d'assurer que NSPI s'acquitte de son obligation d'alimenter la province d'une manière fiable à des prix réglementés. L'ensemble des activités d'exploitation et de planification de NSPI est assujetti à la réglementation du UARB, à qui il incombe aussi d'examiner et d'approuver les tarifs, les dépenses d'immobilisations et le rendement des capitaux propres. Le UARB est également chargé de surveiller et d'évaluer le rendement de NSPI en matière de fiabilité.

NSPI remplit des fonctions de planificateur central des approvisionnements. La stratégie énergétique du gouvernement prévoit que NSPI, en vertu de son obligation d'alimenter les clients de la Nouvelle-Écosse, est l'unique responsable du maintien d'approvisionnements en électricité suffisants. Il doit en outre veiller à la fiabilité et à l'adéquation des approvisionnements, y compris faire en sorte qu'il possède des réserves en puissance adéquates pour répondre à la croissance prévue de la charge et faire face aux interruptions programmées et non programmées. Dans le cadre de son processus de planification des ressources, NSPI évalue les charges de pointe futures et établit les réserves requises. Ces deux facteurs lui permettent de circonscrire la capacité nécessaire pour alimenter de manière fiable les charges des clients. NSPI utilise le critère du pire impondérable (N-1) pour planifier la conception de nouvelles installations.

NSPI est l'unique autorité responsable de la fiabilité. Son centre de contrôle de l'énergie effectue des analyses de l'adéquation du réseau à court terme, approuve les prévisions de production 24 heures et assure la répartition économique sur le réseau. Des installations de production du secteur privé et du service public alimentent le réseau électrique de la province. En vertu de contrats d'exploitation, les entreprises de production privées sont tenues d'aviser le centre de contrôle de leur non-disponibilité.

À titre de membre votant à part entière du NPCC, NSPI se conforme aux normes de fiabilité du conseil, participe à leur élaboration et doit soutenir le réseau interconnecté. Le service public se soumet également aux vérifications de la fiabilité du NPCC. Bien que NSPI ne soit pas expressément tenue de faire rapport de son rendement en matière de fiabilité à l'UARB, elle lui communique régulièrement des données de fiabilité telles que SAIFI et SAIDI.

Il est prévu que l'UARB exercera de nouvelles attributions à l'ouverture du marché de gros en 2005. Outre d'assurer la surveillance du réseau de transport et du marché de l'électricité, il arbitrera les différends entre les participants aux marchés et délivrera les licences aux revendeurs. NSPI deviendra un service public dégroupé. La restructuration du marché donnera lieu également à la mise en place d'un exploitant du réseau, qui jouera un rôle pivot dans l'exploitation de la nouvelle structure tout en veillant à la sécurité et à la fiabilité du réseau. Il sera aussi responsable de gérer la répartition sur le réseau, d'assurer des services complémentaires et d'ordonnancer les opérations aux interconnexions.

NSPI propose une tarification au compteur horaire à ses clients afin de les inciter à consommer leur électricité en période creuse plutôt qu'en période de pointe.

3.10.2 Enjeux

Sous le régime monopolistique actuel, une seule entité est responsable de la fiabilité, de la gestion et de la surveillance du réseau. Dans un marché restructuré, de nombreux aspects de la gestion et de la surveillance de la fiabilité changeront : le nombre de participants augmentera, plusieurs entités se partageront la gestion de la fiabilité, et de nouvelles règles de marché s'appliqueront. Le passage à des marchés restructurés nécessitera l'attribution de rôles et de responsabilités précis à tous les participants qui doivent assurer la fiabilité du réseau.

L'électricité produite à partir de centrales au charbon est une source importante de gaz à effet de serre. Le fait que les centrales au charbon puissent être mises hors service plus tôt que prévu a créé un climat d'incertitude et a soulevé des inquiétudes quant à la suffisance des approvisionnements. L'accélération du retrait graduel des centrales au charbon pourrait nécessiter d'importants investissements dans de nouvelles installations de production (des centrales au gaz, p. ex.) et (ou) accroître la dépendance de la province à l'égard des importations.

L'autre question qui se pose est la suivante : à l'heure actuelle, de petites quantités d'électricité qui ne peuvent être réparties (quantités variables) servent à alimenter le réseau de NSPI sans toutefois rehausser de manière notable l'efficience de son exploitation et de sa fiabilité. Comme ces quantités devraient augmenter dans un marché restructuré, il se pourrait qu'elles aient une incidence accrue. En revanche, NSPI fournit une charge interruptible d'environ 380 MW, ce qui lui procure suffisamment de souplesse pour veiller au maintien de la charge garantie dans l'éventualité où elle subirait des contraintes d'approvisionnement ou de transport.

Le rendement en matière de fiabilité peut aussi être mesuré en fonction du délai d'intervention après une panne, c'est-à-dire le temps que prend un service public pour rétablir la charge de ses clients. L'ouragan Juan qui s'est abattu sur la Nouvelle-Écosse en septembre 2003 est un exemple récent de la rapidité avec laquelle le service peut être rétabli après une panne. Selon un rapport que NSPI a

présenté à l'UARB, l'ouragan Juan a causé des dommages sans précédent à son réseau de transport et de distribution. Dans les cinq jours suivant l'ouragan, le service d'électricité a été rétabli auprès de 95 % des quelque 300 000 clients touchés par la panne. Un sondage des clients a révélé que près de 90 % des abonnés se sont dits satisfaits du délai d'intervention de NSPI après la panne.

3.10.3 Résumé

La responsabilité première d'assurer la fiabilité de l'alimentation électrique incombe à NSPI, dont les activités et le rendement sont surveillés par l'UARB. Outre de se conformer aux normes de fiabilité du NERC et du NPCC, NSPI compte sur ses propres programmes internes et critères d'exploitation pour maintenir la fiabilité du réseau.

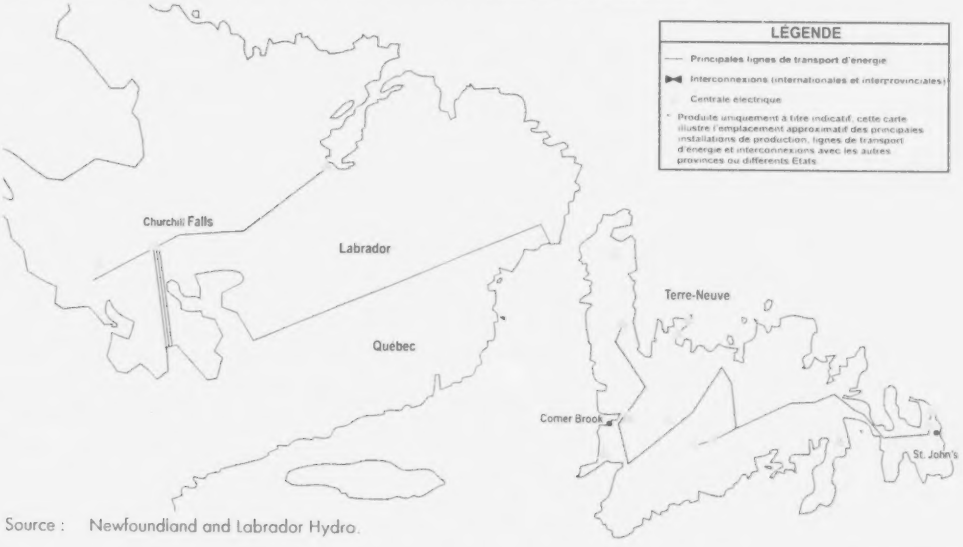
3.11 Terre-Neuve et Labrador

Deux grands services public desservent les marchés de l'électricité de la province de Terre-Neuve et Labrador. La société d'État Newfoundland and Labrador Hydro (Hydro) est le principal producteur et transporteur de la province, tandis que Newfoundland Power (filiale de Fortis Inc., entreprise appartenant à des intérêts privés) est le principal distributeur d'électricité dans la partie insulaire de la province. Cette dernière achète à Hydro 90 % environ de l'électricité dont elle a besoin et produit elle-même les 10 % restants.

La province a deux réseaux distincts : le réseau interconnecté de l'île et le réseau du Labrador. Ce dernier est interconnecté au réseau du Québec au moyen de trois lignes à 735 kV, dont la capacité de transfert totale s'établit à 5 200 MW.

L'électricité représente environ 30 % de la demande des utilisateurs finals d'énergie dans la province. Elle est consommée principalement dans l'île, qui a enregistré une demande de pointe de 1 403 MW en 2002. Quelque 60 à 65 % de la demande totale de l'île provient du secteur résidentiel, tandis que la portion restante vient du secteur commercial.

Réseaux de transport d'électricité de Terre-Neuve et Labrador



Source : Newfoundland and Labrador Hydro.

Dans l'île, la production d'électricité est d'origine hydraulique (les deux tiers environ) et thermique (le tiers environ). Au Labrador, l'électricité est presque exclusivement produite à partir de l'eau. L'électricité produite à Churchill Falls (5 428 MW) est principalement acheminée au Québec.

3.11.1 Cadre de gestion de la fiabilité

Trois lois principales régissent l'industrie de l'électricité dans la province : la loi *Public Utilities Act* (la PUA), la loi *Newfoundland and Labrador Hydroelectric Corporation Act* (la Hydro Corporation Act) et la loi *Electrical Power Control Act 1994* (la EPCA). La loi confère à la Public Utilities Board (la commission) la responsabilité de surveiller les services publics d'électricité dans la province. Selon l'article 3 (b) de la EPCA, la commission a la responsabilité de veiller à ce que : [traduction] « les activités de production, de transport et de distribution de l'électricité dans la province soient gérées et exécutées (i) de la manière la plus efficiente qui soit, (ii) pour que les clients puissent avoir un accès équitable à des approvisionnements suffisants, (iii) qui leur sont acheminés à des coûts aussi faibles que possible allant de pair avec la fiabilité du service ».

La commission réglemente Hydro et Newfoundland Power en fonction d'un régime traditionnel fondé sur la base tarifaire. Tous les investissements en capitaux, y compris ceux visant la fiabilité, doivent être examinés et approuvés par la commission. Bien qu'en bout de ligne, la commission soit responsable de veiller à la fiabilité, Hydro est la principale autorité en matière de fiabilité et d'équilibre relativement à la production et au transport de l'électricité au Labrador et à Terre-Neuve. Newfoundland Power est quant à elle chargée d'assurer la fiabilité de la distribution dans l'île. Les deux services publics ne sont ni membres du NERC ni assujettis à ses normes de fiabilité.

Aux fins de la planification de la production, la province utilise des critères de fiabilité pour établir les réserves en puissance et en énergie minimales requises pour son réseau. Le critère énergie permet d'assurer que le réseau de l'île dispose d'une capacité de puissance garantie suffisante pour alimenter la charge garantie. Le critère capacité est fondé sur une cible de pannes maximum de 2,8 heures par an (ce qui résulte en une marge de réserve de quelque 15 à 19 % selon les ressources du réseau). Les décisions d'investissement dans les installations sont fondées sur des évaluations des charges à long terme et l'examen des besoins d'expansion, et reposent sur une analyse comparative des coûts et de la fiabilité. L'entretien et l'inspection réguliers des actifs, la redondance des installations essentielles et d'autres mesures de prévention des sinistres sont utilisées pour réduire les risques de pannes.

Les services publics présentent régulièrement à la commission des rapports d'analyse de la fréquence et de la durée des pannes en comparaison avec le rendement moyen de l'industrie. Les rapports trimestriels portent sur les indices SAIFI, SAIDI et l'indice de rétablissement moyen du réseau, tandis que les rapports annuels présentent des données sur le taux d'arrêts forcés modifié en fonction du déclassement[50] et le facteur d'indisponibilité modéré.

En ce qui a trait à la gestion de la consommation, Newfoundland Hydro a créé « HYDROWISE », un programme d'économie d'énergie. Hydro, de concert avec la Conservation Corps of Newfoundland and Labrador, propose également à ses clients des énerguides spécialisés et des services de vérification du rendement énergétique. Newfoundland Power offre des conseils d'utilisation d'énergie à ses clients dans le cadre de son programme Bright Ideas, qui comprend également des offres de financement et de remise à l'intention des clients qui effectuent des travaux d'amélioration de l'isolation, ainsi que des initiatives de promotion de la construction R-2000.

50 Défaillance non prévue d'un élément ou autre condition qui nécessite une réduction qui oblige à réduire le début de la centrale immédiatement ou avant le week-end suivant.

3.11.2 Enjeux

Le Labrador tire profit de son droit à l'électricité produite à Churchill Falls pour rehausser la fiabilité de l'alimentation électrique. Dans l'île, la vétusté de nombreuses installations (qui auront bientôt 40 ans) représente une préoccupation majeure pour l'industrie et est un aspect qui pèse beaucoup dans les décisions d'investissement. Hydro a récemment achevé un programme pluriannuel de remise à neuf de ses installations de transport, à un coût de 45 millions de dollars. Ce programme, qui résultait de la modification des pylônes en acier supportant les lignes de transport à 230 kV qui s'étendent de Sunnyside à St. John's, visait le remplacement de conducteurs et d'isolateurs, l'ajout de pylônes et le renforcement de certains autres. Au cours des dernières années, Newfoundland Power a effectué d'autres investissements en vue d'améliorer la fiabilité.

Comme le réseau de l'île n'est pas interconnecté avec celui du Canada continental, la province ne peut compter que sur ses propres sources d'approvisionnement. En revanche, elle n'est pas exposée aux risques que posent des interconnexions avec des réseaux voisins. La construction éventuelle d'une ligne de transport entre le Labrador et Terre-Neuve permettrait à la province d'accéder aux ressources hydrauliques du Labrador et contribuerait à rehausser la fiabilité et la sécurité du réseau électrique de Terre-Neuve. L'environnement en bénéficierait également, car une nouvelle ligne permettrait de remplacer la production à partir de combustibles fossiles.

3.11.3 Résumé

Terre-Neuve et le Labrador possèdent deux réseaux électriques distincts, qui sont raccordés au Québec depuis le Labrador. La communication régulière du rendement en matière de fiabilité fait partie des exigences réglementaires. La construction d'une ligne de transport depuis le Labrador pourrait contribuer à augmenter la fiabilité du réseau dans l'île. Tenant compte de la vétusté des installations, les services publics ont toujours investi pour favoriser la fiabilité du réseau.

RÉCAPITULATION

Le présent rapport expose une vue générale de la fiabilité du service d'électricité au Canada en insistant sur les cadres de gestion et les questions de fiabilité à l'échelle régionale. À partir de l'information présentée, les points ci-après peuvent être formulés :

Au Canada, les cadres de gestion de la fiabilité évoluent différemment les uns des autres.

Au Canada, l'industrie de l'électricité a toujours évolué en fonction des frontières provinciales, avec la participation fédérale pour ce qui est des échanges et des lignes électriques internationales. En ce qui a trait aux attributions des gouvernements provinciaux et territoriaux, des organismes de réglementation et des participants au marché, les cadres de gestion de la fiabilité varient d'une province à l'autre en termes de régime et de portée de la surveillance. Au fur et à mesure que les marchés se développent une fois restructurés, et que les politiques provinciales sont modifiées, les responsabilités en matière de fiabilité ont tendance à évoluer elles aussi. Les provinces renforcent leurs méthodes d'assurance de la fiabilité sous forme de dispositions législatives qui obligent les services publics à fournir de l'électricité sur laquelle le consommateur peut compter.

La restructuration est à l'origine de possibilités, mais aussi de contraintes, pour le maintien de la fiabilité.

Dans un marché restructuré, plusieurs aspects de la gestion et de la surveillance de la fiabilité deviennent plus complexes, car le nombre de participants croît et les responsabilités quant à la fiabilité sont partagées par plusieurs entités. À ce jour, la réalisation de la restructuration a à la fois facilité et entravé la fiabilité. Par exemple, après l'introduction de la concurrence dans le secteur de la production en Alberta, l'investissement dans la capacité de production a augmenté. Par contre, dans la plupart des marchés restructurés, l'investissement destiné à la capacité de transport a reculé dans les priorités.

Les attentes en matière de fiabilité sont variables.

Une enquête menée récemment par l'Association canadienne de l'électricité révèle que les réseaux de distribution du Canada étaient disponibles à 99,95 % du temps. Les attentes à propos de ce que constitue un degré de fiabilité acceptable varient toutefois selon les secteurs de consommation et les régions. Par exemple, en ce qui concerne les consommateurs industriels, ainsi qu'un nombre croissant de clients des secteurs commercial et résidentiel, un bon rendement en matière de fiabilité se mesure par la continuité du service et la qualité de la puissance telle que le réglage adéquat de la tension. L'enjeu, pour l'industrie, les gouvernements et les organismes de réglementation, est d'établir le degré optimal de fiabilité compte tenu d'exigences diverses.

Le rendement en matière de fiabilité est mesurable.

Le rendement de la fiabilité peut être évalué selon le secteur de la production, du transport ou de la distribution ou encore en prenant le réseau dans son ensemble. L'industrie a mis au point plusieurs mesures du rendement en matière de fiabilité, dont la plus courante porte sur la durée et la fréquence des interruptions de service. Plusieurs services publics ont créé des indicateurs de rendement supplémentaires pour satisfaire aux exigences de fiabilité particulières à leur province. Les gouvernements et les organismes de réglementation ont généralement accès aux données sur la fiabilité des services publics, mais les données communiquées au public varient d'une province à l'autre. Même si certaines de ces données sont de nature délicate, sur le plan commercial ou autre, le public souhaite une plus grande transparence et un accès plus ouvert à ces renseignements. De plus le Rapport final sur la panne du 14 août 2003 souligne le besoin d'établir une source indépendante de renseignements sur le rendement en matière de fiabilité, y compris des définitions et normes de collecte de données uniformes.

La fiabilité a un coût.

Les investissements dans l'infrastructure et la technologie peuvent contribuer à rehausser la fiabilité; toutefois, le coût pour fournir de l'électricité augmente en conséquence. Les investissements peuvent avoir pour but de prévenir les pannes, de les contenir ou de restaurer le réseau. La composition des modes de production, la charge produite et la configuration du réseau sont différentes pour chaque réseau électrique, ce qui fait que les planificateurs doivent trouver la meilleure stratégie à adopter pour gérer les risques de chaque réseau. Afin d'optimiser la rentabilité de ces investissements, les planificateurs doivent en analyser les avantages en regard des coûts afin d'assurer qu'ils soient justifiés sur le plan financier, du bien public et de l'environnement. Le défi qui se pose pour les services publics et autres planificateurs est d'offrir un degré de fiabilité acceptable tout en maintenant des tarifs raisonnables.

Les interconnexions contribuent à rehausser la fiabilité.

Dans des conditions d'exploitation normales, les interconnexions de réseaux électriques contribuent à rehausser leur fiabilité et procurent des avantages commerciaux Ces connexions permettent aux services publics d'électricité limitrophes d'optimiser l'utilisation de leurs ressources et de respecter les exigences relatives aux réserves. L'électricité peut circuler là où elle est requise, soit pour prévenir des perturbations des réseaux ou pour fournir de l'électricité à moindre coût. Toutefois, une perturbation qui survient sur un réseau, lorsqu'elle est suffisamment grave, peut entraîner des conséquences pour les réseaux adjacents et donc exposer un réseau local aux faiblesses du réseau régional auquel il est lié. Tous s'entendent pour dire que les avantages l'emportent sur les risques éventuels, et la tendance dans l'industrie favorise une plus grande interconnexion du réseau global.

La gestion de la consommation peut améliorer la fiabilité.

Les comportements et les actions des consommateurs, qui réduisent leur consommation globale d'électricité et (ou) reportent leur consommation à des périodes creuses peuvent contribuer à rehausser la fiabilité. Les initiatives de gestion de la consommation, telles que des programmes d'économies d'énergie, peuvent contribuer au maintien de l'adéquation du réseau pour de longues périodes en favorisant la répartition ou la réduction de la demande en énergie. Des initiatives de réaction de la demande, telles que la tarification au compteur horaire, peuvent réduire les périodes de pointe quotidiennes ou saisonnières de sorte que l'investissement nécessaire à l'ajout de capacité pour desservir la population durant ces périodes serait évité. Afin d'améliorer les programmes de gestion de la demande, il y a lieu de mettre au point des incitatifs appropriés qui susciteront une réaction efficace des consommateurs.

SURVEILLANCE DE LA FIABILITÉ DU SERVICE D'ÉLECTRICTÉ À L'ÉCHELLE RÉGIONALE

Province ou territoire	Loi principale	Régie	Principale autorité de fiabilité	Membre d'un conseil du NERC	Interconnexions
Colombie-Britannique	*Utilities Commission Act, BC Hydro and Power Authority Act, Transmission Corporation Act*	British Columbia Utilities Commission	BC Transmission Corporation	oui	AB WA
Yukon	*Loi sur les entreprises de service public*	Régie des entreprises de service public	Yukon Energy Corporation, Yukon Electric Company Ltd.	non	aucune
Territoires du Nord-Ouest	*Loi sur la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest*	Régie des entreprises de servire public	Northwest Territories Power Corporation	non	aucune
Nunavut	*Quilliq Energy Corporation Act*	Utility Rates Review Council (dont le rôle se limite à l'examen des dépenses en capital et des tarifs)	Nunavut Power Corporation (filiale de Quilliq Energy Corporation)	non	aucune
Alberta	*Electric Utilities Act*	Energy and Utilities Board de l'Alberta	Alberta Electric System Operator	oui	BC SK
Saskatchewan	*Power Corporation Act, Crown Corporations Act*	SaskPower relève du ministre. L'examen des tarifs incombe au Saskatchewan Rate Review Panel.	Saskatchewan Power Corporation (SaskPower)	non	AB MB ND
Manitoba	*Loi sur l'Hydro-Manitoba*	Régie des services publics (dont le rôle se limite à l'examen des tarifs)	Hydro-Manitoba	oui	SK ON ND MN
Ontario	*Loi de 1998 sur l'électricité, Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*	Commission de l'énergie de l'Ontario	Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGME)	oui	QC MB NY MI MN
Québec	*Loi sur la Regie de l'énergie*	Régie de l'énergie	Hydro-Quebec (TransÉnergie)	oui	NF NB ON NE NY
Nouveau-Brunswick	*Loi sur l'électricité*	Commission des entreprises de service public	Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	oui	NS PEI QC ME
Île-du-Prince-Édouard	*Electric Power Act*	Island Regulatory and Appeals Commission	Maritime Electric Company Limited	non	NB
Nouvelle-Écosse	*Utility and Review Board Act*	Nova Scotia Utility and Review Board	Nova Scotia Power Inc. (filiale d'Emera)	oui	NB
Terre-Neuve et Labrador	*Newfoundland and Labrador Hydroelectric Corporation Act, Public Utilities Act* et *Electric Power Control Act 1994*	Public Utilities Board	Newfoundland and Labrador Hydro, et Newfoundland Power	non	QC

GLOSSAIRE

Accès au marché de détail	*(Retail access)* Possibilité pour les fournisseurs de vendre de l'énergie, dont l'énergie électrique, directement aux consommateurs dans un marché concurrentiel. Synonyme d'accès direct.
Accès au marché de gros	*(Wholesale Access)* Possibilité pour un distributeur d'acheter de l'électricité en gros à une variété de producteurs pour la revendre au détail.
Adéquation	*(Adequacy)* Un des deux aspects fonctionnels de base servant à déterminer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité, soit leur aptitude à répondre en tout temps à la demande électrique globale et aux besoins énergétiques des clients, compte tenu des interruptions programmées et des pannes non programmées raisonnablement prévisibles des divers éléments constituant les réseaux. Le second aspect de base est la fiabilité d'exploitation (NERC).
CAIDI	*(Customer Average Interruption Duration Index [CAIDI])* Indice de durée moyenne des interruptions de service. Il s'agit d'un des nombreux indicateurs de rendement des réseaux de transport et de distribution. CAIDI indique la durée moyenne des interruptions pendant une période donnée (interruption de 1,8 heure en 2002, p. ex.).
Capacité	*(Capacity)* Quantité maximale de puissance qu'un appareil peut produire, utiliser ou transférer, habituellement exprimée en mégawatts.
Centrale thermique	*(Thermal Plants)* Centrale qui produit de l'électricité au moyen d'une turbine à vapeur ou d'une turbine à combustion alimentée par de l'énergie nucléaire, des combustibles fossiles ou de la biomasse.
Charge de pointe	*(Peak Load)* Charge maximale consommée ou produite par une unité ou un groupe d'unités durant une période donnée.
Charge garantie	*(Firm load)* Puissance ou capacité devant être disponible durant toutes les périodes désignées au contrat visant la vente de cette puissance.

Charge interruptible	*(Interruptible Load)* Puissance disponible aux termes d'un contrat selon lequel les livraisons peuvent être réduites ou interrompues au gré du fournisseur.
Congestion	*(Congestion)* Condition qui résulte lorsqu'un réseau de transport ne peut exécuter toutes les opérations normales en raison, par exemple, de contraintes découlant du manque de capacité ou de questions de fiabilité.
Courant alternatif (CA)	*(Alternating Current[AC])* Courant électrique périodique bidirectionnel dont l'intensité moyenne est nulle. La quasi-totalité des services publics d'électricité produisent de l'électricité sous forme de courant alternatif parce qu'il est facile de varier ses valeurs d'intensité.
Courant continu (CC)	*(Direct Current - [DC])* Courant unidirectionnel constant ou sensiblement constant.
Courant continu à haute tension (CCHT)	*(High Voltage Direct Current - [HVDC])* Courant employé pour améliorer le transport d'électricité sur de longues distances. Les pertes de courant continu à haute tension sont beaucoup moins considérables sur de longues distances que les pertes de courant alternatif.
Dégroupement	*(Unbundling)* Séparation des fonctions verticalement intégrées des services publics en services distincts : production, transport, distribution et énergie.
Dispositifs dynamiques de réseau de transport à courant alternatif	*(Flexible Alternating Current Transmission System Devices [FACTS ou FACTS Devices])* Dispositifs variés utilisés pour améliorer la régulation et la stabilité d'un réseau maillé. Ils augmentent la capacité de diriger le débit de puissance et de réagir très rapidement aux événements qui surviennent sur un réseau, ce qui permet d'optimiser ses limites thermiques pour ainsi améliorer l'efficacité du transport de l'électricité.
Distribution	*(Distribution)* Transfert de l'électricité au consommateur à partir du réseau de transport.
Diversité	*(Diversity)* Écart de demande de pointe quotidienne ou saisonnière d'une région à l'autre. Au Canada, la demande de pointe survient normalement en hiver, tandis qu'elle se produit en été dans certaines régions des États-Unis. La diversité peut constituer un critère de négociation des échanges.
Électricité patrimoniale	*(Heritage Pool)* Quantité d'énergie et capacité établies pour les actifs de production existants à la suite de décisions prises dans le cadre d'un mode de fonctionnement des marchés antérieur. Cette électricité est généralement vendue sur le marché à un prix fondé sur les coûts passés.

Énergie verte	*(Green Power)* Énergie électrique dont la production est considérée comme écologiquement moins nuisible que la plupart des formes de production traditionnelles; elles est généralement produite en conformité avec des normes gouvernementales ou réglementaires, à partir de sources telles que l'énergie éolienne ou hydroélectrique, les gaz d'enfouissement et l'énergie solaire.
ERCOT	*(Electric Reliability Council of Texas [ERCOT])* Conseil de fiabilité du Texas. Une des trois grandes interconnexions formant le réseau électrique nord-américain, il englobe la majeure partie du Texas. Dans le contexte de la fiabilité du service d'électricité, ERCOT est un des conseils régionaux du NERC.
Exploitant indépendant de réseau (EIR)	*(Independent System Operator - ISO)* Entité indépendante des autres participants au marché de l'électricité (producteurs, transporteurs et négociants) qui assure un accès non discriminatoire au réseau de transport. L'EIR est responsable de la surveillance et de la régulation du réseau de transport en temps réel.
Fiabilité d'exploitation	*(Operating Reliability)* Un des deux aspects fonctionnels servant à déterminer la fiabilité des réseaux de production-transport d'électricité, soit leur aptitude à résister à des perturbations soudaines telles que des courts-circuits électriques ou des pannes non programmées des divers éléments les constituant. Le second aspect de base est l'adéquation (NERC).
Fiabilité	*(Reliability)* Niveau de rendement des divers éléments du réseau de production-transport d'électricité fournissant l'électricité aux clients selon les normes convenues et dans les quantités désirées. On peut évaluer la fiabilité d'un réseau en observant deux aspects fonctionnels de base de celui-ci : son adéquation et sa fiabilité d'exploitation (NERC).
Gaz à effet de serre	*(Greenhouse Gases)* Gaz (p. ex. le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribue à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire l'échauffement des couches inférieures de l'atmosphère.
Gestion de la consommation (GC)	*(Demand-Side Management - DSM)* Mesures prises par un service public qui se traduisent par un changement et (ou) une réduction de la demande d'électricité. Elles peuvent éliminer ou retarder les nouveaux investissements de capitaux dans la production ou l'infrastructure d'approvisionnement et améliorer l'efficience globale du réseau.

Indice de fiabilité	*(Index of Reliability [IOR])* Un des nombreux indicateurs de rendement des réseaux de transport et de distribution. Il indique la période de temps relative pendant laquelle un réseau est disponible, ou en mesure d'assurer des services, pendant une période donnée (un chiffre de 0,9995 pour 2002 révélerait que le réseau a assuré des services pendant 99,95 % de la période visée).
Interconnexion de l'Est	*(Eastern Interconnection)* Une des trois grandes « interconnexions » formant le réseau électrique nord-américain. Elle comprend les provinces situées à l'est de l'Alberta, exception faite de Terre-Neuve, les États du centre et de l'Est des États-Unis, une petite partie du Texas, ainsi que les régions des États de l'Ouest qui ne sont pas comprises dans l'Interconnexion de l'Ouest. Dans le contexte de la fiabilité du service d'électricité, l'Interconnexion de l'Est correspond aux zones de contrôle de huit conseils régionaux de fiabilité du NERC (NPCC, ECAR, FRCC, MAIN, MAPP, MAAC, SPP et SERC).
Interconnexion de l'Ouest	*(Western Interconnection)* Une des trois grandes interconnexions formant le réseau électrique nord-américain. Elle englobe la Colombie-Britannique et l'Alberta, la totalité ou des parties des 13 États situés dans l'extrême ouest de la zone continentale des États-Unis (à l'exception de l'Alaska), ainsi qu'une petite partie du Texas et une zone située dans le nord de la Baja California Norte, au Mexique. Dans le contexte de la fiabilité du service d'électricité, l'Interconnexion de l'Ouest correspond à la zone de contrôle du WECC.
Intervention en matière de puissance (IP)	*(Demand Response - [DR])* Réduction de la consommation d'électricité en raison de l'application d'un tarif de pointe, ou à la requête de l'exploitant de réseau ou de l'entité qui fournit la charge électrique.
Joule	*(Joule)* Unité d'énergie correspondant au travail (déplacement d'énergie) effectué en une seconde par un courant d'un ampère à différence de potentiel d'un volt. Un watt est égal à un joule par seconde.
Kilowattheure	*(Kilowatt hour)* Unité de mesure de la consommation d'énergie électrique. Il correspond à l'énergie requise pour tenir allumées 10 ampoules de 100 watts durant une heure.
Libre-accès	*(Open Access)* Accès non discriminatoire aux lignes de transport d'électricité.

Marché au comptant	*(Spot Market)* Marché dans lequel l'achat et la vente ainsi que la livraison de marchandises réelles ou d'instruments financiers ont lieu immédiatement. S'oppose au marché à terme, dans lequel les contrats sont exécutés à une date ultérieure prédéterminée.
Marge de réserve	*(Reserve Margin)* Capacité disponible inutilisée d'un réseau d'énergie électrique à charge de pointe, exprimée en tant que pourcentage de la capacité totale.
Mesurage contraire	*(Reverse Metering)* Pour un consommateur d'électricité capable de produire de l'énergie, action de soustraire de la quantité qu'il a consommée et qu'il doit payer au distributeur la quantité qu'il fournit au réseau.
Opérations de gros	*(Wholesale Transactions)* Opérations effectuées entre les producteurs d'électricité et les revendeurs.
Organisation de transport régionale (OTR)	*(Regional Transmission Organisation)* Groupe de propriétaires et d'utilisateurs de réseaux de transport, ainsi que d'autres entités, dont le but est de coordonner, avec l'autorisation de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis, la planification (et l'extension), l'exploitation et l'utilisation efficientes, sur une base régionale (et interrégionale), de ces réseaux.
Pannes en cascade	*(Cascading Blackout)* Pertes incontrôlées et successives d'éléments de réseau provoquées par un incident localisé. Les pannes en cascades provoquent des interruptions de service généralisées, dont il est impossible d'empêcher la progression de proche en proche au-delà d'une zone prédéterminée par des études appropriées.
Période creuse	*(Off-Peak)* Heures (par exemple, de 23 h à 7 h, du lundi au vendredi et toute la journée le samedi et le dimanche) ou autre période (saisonnière) durant lesquelles la demande d'électricité est moins élevée.
Période de pointe	*(On-peak)* Heures (par exemple, de 7 h à 23 h, du lundi au vendredi) ou autre période (saisonnière) durant lesquelles la demande d'électricité est plus élevée.
Production	*(Generation)* Action de créer de l'énergie électrique par la transformation d'une autre source d'énergie; quantité d'énergie électrique produite.

Puissance réactive	*(Reactive Power)* Partie du courant électrique qui crée et maintient les champs magnétiques et électriques du matériel véhiculant un courant alternatif. Il faut fournir de la puissance réactive à la plupart des équipements magnétiques, comme les moteurs et les transformateurs. Cette puissance doit aussi venir compenser les pertes réactives des installations de transport. Elle influe directement sur la tension du réseau électrique.
Rapport final sur la panne du 14 août 2003	*(Final Report on the August 14, 2003 Blackout) Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada, Causes et recommandations*, Groupe de travail États-Unis-Canada sur la panne de courant, avril 2004
Réciprocité ou Réciprocité d'accès	*(Reciprocity ou Reciprocal Access)* Termes désignant les exigences de réciprocité de la FERC (ordonnance 888), selon lesquelles les clients utilisant le réseau de transport d'une entreprise quelconque selon un tarif d'accès non discriminatoire doivent, en retour, lui donner libre-accès à leurs réseaux de transport.
Réseau de production-transport d'électricité	*(Bulk Power System)* Expression qui désigne généralement la partie d'un réseau électrique qui comprend les installations de production d'énergie et le réseau de transport haute tension du courant.
Réseau électrique nord-américain	*(North American Power Grid)* Terme désignant le réseau de lignes de transport à haute tension servant au transfert de l'électricité entre les installations productrices et les centres de distribution (en grande partie des entreprises de distribution et de grandes sociétés industrielles). Le réseau est composé de trois grandes interconnexions, communément appelées l'Interconnexion de l'Ouest, l'Interconnexion de l'Est et ERCOT qui, collectivement, comprennent la majeure partie du Canada, la zone continentale des États-Unis (à l'exception de l'Alaska), et une région située dans le nord de la Baja California Norte, au Mexique. Les trois interconnexions sont indépendantes les unes des autres sur le plan électrique, c'est-à-dire qu'à l'intérieur de chaque interconnexion, on « synchronise » les fréquences à CA, et on équilibre les charges électriques et la production. Les interconnexions sont reliées par des lignes à CC.

Restructuration	*(Restructuring)* Réaménagement des monopoles de services publics intégrés verticalement en des sociétés distinctes de production, de transport et de distribution d'électricité. Cette séparation des activités, ou dégroupement, vise à promouvoir la concurrence entre les producteurs et à ouvrir l'accès aux réseaux de transport et de distribution, pour ainsi favoriser la concurrence dans les secteurs de l'approvisionnement et de la commercialisation de l'électricité.
SAIDI	*(System Average Interruption Index [SAIDI])* Indice de durée moyenne des interruptions de service. Il s'agit d'un des nombreux indicateurs de rendement des réseaux de transport et de distribution. Indique le nombre d'heures moyen d'interruption de service par client (interruptions de 4,4 heures en 2002, p. ex.).
SAIFI	*(System Average Interruption Frequency Index [SAIFI])* Indice de fréquence moyenne des interruption de service. Il s'agit d'un des nombreux indicateurs de rendement des réseaux de transport et de distribution. Indique le nombre moyen d'interruptions par client au cours d'une période donnée (2,4 interruptions par abonné en 2002, p. ex.).
Secteur commercial	*(Commercial Sector)* Ensemble des établissements qui ne se livrent pas à des activités de fabrication, notamment les hôtels, les motels, les restaurants, les entreprises de gros, les magasins de détail, les établissements de santé et d'enseignement ainsi que les institutions sociales.
Secteur industriel	*(Industrial Sector)* Se dit en général de l'ensemble des entreprises de fabrication, de construction, d'exploitation minière, d'agriculture, de pêche et de foresterie.
Secteur résidentiel	*(Residential Sector)* Ensemble des ménages qui consomment de l'énergie principalement pour le chauffage des locaux ou de l'eau, la climatisation, l'éclairage, la réfrigération ou la cuisson des aliments et le séchage des vêtements.
Service public	*(Utility)* Entité qui détient et exploite un réseau électrique et à qui obligation est faite de fournir de l'électricité à tous les consommateurs finals qui en font la demande.
Service public à intégration verticale	*(Vertically-Integrated Utility)* Service public qui cumule des fonctions de production, de transport et de distribution.

Services complémentaires	*(Ancillary Services)* Fonctions requises pour assurer l'exploitation fiable d'un réseau de production-transport d'électricité. Assumées par l'exploitant de réseau, ces fonctions regroupent divers types de services, notamment la régulation de la fréquence et de la tension, la surveillance de la charge, la rotation des réserves et la coordination de la capacité de départ à zéro.
Tarif	*(Tarif)* Ensemble des modalités en vertu desquelles un service ou un produit est fourni, y compris les tarifs ou frais que l'utilisateur doit payer. Le tarif est habituellement proposé par le fournisseur du service ou du produit et est assujetti à l'approbation de l'organisme ou des organismes de réglementation compétents.
Tarif (prix)	*(Rate)* Prix d'un produit ou service. Le tarif est soit assujetti à l'approbation d'un organisme de réglementation, soit établi par les forces du marché.
Tarif de transport	*(Transmission Tariff)* Frais qui ont été autorisés pour la prestation et l'utilisation des services de transport.
Tarification au compteur horaire	*(Time-of-Use-Rates)* Prix établi en fonction des périodes de la journée où l'électricité est réellement utilisée. L'électricité consommée durant les heures creuses ou lorsque la demande est faible peut donc être facturée à un prix moins élevé. L'électricité utilisée durant les heures de pointe coûte plus cher au consommateur.
Transport	*(Transmission)* Déplacement ou transfert d'énergie électrique au moyen de lignes interconnectées et d'équipements auxiliaires entre les points d'origine de l'approvisionnement et les points de conversion pour livraison aux consommateurs ou à d'autres réseaux électriques. Le transport se termine au moment où l'énergie est convertie pour les besoins de distribution.